

Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

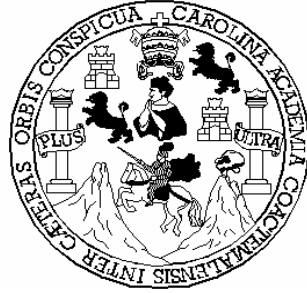
**ESTUDIO PARA CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE EDIFICIOS T2,
T3, T4, Y T5 DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**

Víctor Hugo Grajeda Ordóñez

Asesorado por el Ing. Manuel Eduardo Arita Sagastume

Guatemala, enero de 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA
SUBESTACIÓN DE EDIFICIOS T2, T3, T4, Y T5 DE LA
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

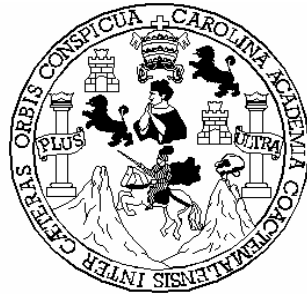
VÍCTOR HUGO GRAJEDA ORDÓÑEZ

ASESORADO POR EL INGENIERO MANUEL EDUARDO ARITA SAGASTUME

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2008

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero Spinola
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Erwin Efraín Segura Castellanos
EXAMINADOR	Ing. Julio Cesar Solares Peñate
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado.

ESTUDIO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE EDIFICIOS T2, T3, T4, Y T5 DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA,

tema que me fuera asignado por la Coordinación de la carrera de Ingeniería Eléctrica, con fecha 25 de julio de 2006.

Víctor Hugo Grajeda Ordóñez.

AGRADECIMIENTOS A:

DIOS, Creador y padre celestial.

MIS PADRES, Héctor Grajeda (D.E.P) y Rosa Ordóñez de Grajeda, por haberme dado su apoyo moral durante todo el proceso de mi formación profesional.

MI ESPOSA, Esmeralda Cordón de Grajeda. Por su incansable apoyo.

MIS HIJOS, Jorge Mario Grajeda Cordón y Marco Vinicio Grajeda Cordón. Como ejemplo para su desarrollo profesional.

ASESOR, Ingeniero Manuel Eduardo Arita Sagastume. Por su orientación y experiencia en la realización de este trabajo.

Guatemala, 29 octubre de 2007.


Ingeniero
José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC.

Respetable Ingeniero Bedoya:

De acuerdo con la designación hecha por la Dirección de Escuela, me permito informarle que he tenido a bien asesorar el Trabajo de Graduación titulado: ESTUDIO PARA LA CONSTRUCCION DE LA SUBESTACION DE EDIFICIOS T2, T3, T4 Y T5 DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA, desarrollado por el estudiante VICTOR HUGO GRAJEDA ORDOÑEZ, carné 1983-11124 y, encontrándolo satisfactorio en su contenido y resultados, me permito dar aprobación al mismo remitiéndole a esa Coordinación para el tramite pertinente, en el sentido de que el Autor y este Asesor somos responsables del contenido y conclusiones del Trabajo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,



Ing. Manuel Eduardo Arita
ASESOR



Guatemala, 20 de noviembre 2007.

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
ESTUDIO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE EDIFICIOS T2, T3, T4, Y T5 DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA, del estudiante; Victor Hugo Grajeda Ordóñez, por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador del Área Potencia

JGBB/sro





El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Víctor Hugo Grajeda Ordóñez titulado: **ESTUDIO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE EDIFICIOS T2, T3, T4, Y T5 DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA,** procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA, 26 DE NOVIEMBRE 2,007.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ESTUDIO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE EDIFICIOS T-2, T-3, T-4 Y T-5 DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario **Víctor Hugo Grajeda Ordoñez**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
DECANO



Guatemala, enero 2008

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XV
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI

1 MARCO TEÓRICO

1.1 Subestación eléctrica.....	1
1.1.1 Generalidades de una subestación eléctrica.....	1
1.2 Aspectos Generales.....	2
1.2.1 Características de la carga a servir.....	3
1.2.2 Recopilación de datos de la carga actual.....	3
1.3 Análisis de la demanda futura.....	9
1.4 Características de los tipos de servicios brindados por la empresa distribuidora.....	18
1.5 Requerimientos de tipo físico-mecánico a la entrada de la instalación del usuario.....	18
1.6 Conexión de transformadores.....	25
1.6.1 Conexión Estrella-Estrella.....	25
1.6.2 Conexión Delta-Delta.....	25
1.6.3 Conexión Estrella-Delta.....	26
1.6.4 Conexión Delta-Estrella.....	26

2 DATOS DE DISEÑO

2.1 Lado de alta y de baja tensión	27
2.1.1 Tensión nominal en KV	27
2.1.2 Tipo de conexión del centro de transformación	27
2.2 Transformador trifásico	28
2.2.1 Transformadores tipo pedestal (pad mounted).....	28
2.2.2 Normas técnicas aplicables	29
2.2.3 Normas con las que (1) transformador trifásico tipo pedestal debe cumplir	30
2.2.4 Requerimientos técnicos para el suministro de (1) transformador tipo pad mounted	32
2.3 Condiciones geográficas para el diseño de fábrica	35
2.4 Conexión a tierra	35
2.4.1 Listado de materiales para la conexión de tierras en estudio	38
2.5 Diagrama unifilar	41
2.5.1 Sistema simple radial	42

3 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

3.1 Dispositivos de protección	45
3.2 Funciones del sistema de protección	45
3.3 Protección de subestaciones de distribución	46
3.4 Descargas atmosféricas	46
3.5 Operación y maniobra de interruptores	46
3.6 Los pararrayos	47
3.7 Localización de los pararrayos	49
3.8 Protección contra fallas internas en instalaciones o los equipos	50
3.9 Cortacircuitos y fusibles	51

4 DISTANCIAS DE DISEÑO

4.1 Nivel de aislamiento.....	55
4.2 Coordinación de aislamiento.....	56
4.3 Separación mínima entre partes activas	57
4.4 Distancias mínimas de aproximación.....	59

5 PROCEDIMIENTO Y FORMA DEL DISEÑO PARA APROBACIÓN DE LA RED A CONSTRUIR

5.1 Procedimiento de solicitud de servicio	61
5.2 Requisitos para solicitar una extensión de red	61
5.2.1 Cuándo se debe solicitar una extensión de red.....	62
5.2.2 Información proporcionada por el solicitante de una ampliación o modificación de red en media tensión.....	63
5.3 Condiciones para la prestación de servicio dentro de la franja obligatoria de suministro para EEGSA	64
5.4 Desarrollo del proyecto	64
5.5 Forma del diseño para aprobación de la red a construir, según la opción elegida	66
5.6 Consideraciones técnicas para cualquier tipo de proyecto y lo relacionado a su construcción	68
5.6.1 Criterio de diseño	68
5.6.2 Información de campo	69
5.6.3 Media tensión - MT -	70
5.6.4 Baja tensión - BT -	70
5.6.5 Centro de transformación de distribución	71
5.6.6 Protecciones	71
5.6.7 Conductores	71
5.6.8 Acometida	72
5.6.9 Elaboración de planos	72

5.6.10 Revisión y aprobación de diseños	73
5.6.11 Consideraciones generales que se deben conocer, para todo tipo de proyecto de introducción de energía eléctrica.....	74
5.7 Requisitos de construcción para media tensión.....	76

6 POLARIDAD Y FASEO DE LOS DEVANADOS DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

6.1 Transformadores trifásicos.....	79
6.2 Prueba de polaridad.....	79
6.3 Arreglo normalizado de terminales en transformadores trifásicos.....	82
6.3.1 Regla de aplicación	83
6.3.2 Método de dos voltímetros.....	84
6.4 Prueba de secuencia de fases.....	86
6.4.1 Desarrollo de la prueba energizando por el lado de alta tensión.....	88
6.4.2 Desarrollo de la prueba energizando por el lado de baja tensión.....	89

7 CABLES Y TABLERO PRINCIPAL

7.1 Extensión de líneas de EEGSA	91
7.1.1 Empalme para cable URD, 15 KV	92
7.1.2 Terminación exterior para cable URD, 15 KV	93
7.2 Lista de materiales para la interconexión de líneas de EEGSA y el transformador pad mounted de 500 KVA	95
7.3 Estudio para realizar el traslado de cargas actuales del edificio T2, T3A, T3B, T3, T4 y T5 al tablero TDP-T3	95
7.3.1 Lista de materiales para la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T2	95
7.3.2 Lista de materiales para el traslado de cargas actuales del edificio T3A y T3B al tablero TDP-T3	97

7.3.3 Lista de materiales para la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T3	98
7.3.4 Lista de materiales para la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T4	99
7.3.5 Lista de materiales para la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T5	100
7.4 Lista de materiales para la interconexión del tablero TDP-T3 con el transformador pad mounted	101
7.5 Características del cable THHN.....	102
7.6 Características técnicas-eléctricas del tablero de distribución principal TDP-T3	104
7.7 Memoria de cálculo para conductores, tubería y flipones.....	106

8 MEDICIÓN DE LA ENERGÍA COMERCIAL

8.1 Generalidades.....	119
8.2 Magnitudes eléctricas.....	119
8.3 Sistemas de medición.....	120
8.3.1 Sistema de medición remoto	120
8.4 Zonas de medición en subestaciones	121
8.5 Transformadores para instrumentos.....	122
8.6 Transformadores de corriente (CT's)	123
8.6.1 Clase de exactitud de los CT's.....	126
8.6.2 Aplicación de los CT's en cuanto a exactitud	126
8.7 Transformadores de potencial (PT').....	127
8.7.1 Clase de exactitud de los PT's.....	130
8.7.2 Aplicación de los PT's en cuanto a exactitud.....	130
8.8 Factor de potencia	131
8.9 Suministro para cargas trifásicas mayores de 225 KW (225 KVA) hasta 900 KW (1000 KVA).....	133

CONCLUSIONES..... 137
RECOMENDACIONES..... 139
BIBLIOGRAFÍA..... 141
APÉNDICE 143

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Gráfica de voltaje de línea a neutro, lado de baja tensión	11
2	Gráfica de voltaje de línea a línea, lado de baja tensión.....	12
3	Gráfica de amperios por fase y en el neutro, lado de baja tensión	13
4	Gráfica de consumo de potencia trifásica en KVA, lado de baja tensión.....	14
5	Grafica del factor de potencia por fase, lado de baja tensión	16
6	Canalización para cruce de calle.....	20
7	Especificaciones de bajada primaria en poste.....	21
8a	Plataforma de concreto para pad mounted.....	22
8b	Conexión de la plataforma de concreto y el registro	22
9	Canalización de ductos con recubrimiento de concreto	23
10	Acometida primaria	24
11	Conexión delta-estrella del centro de transformación	28
12	Transformador trifásico, tipo pad mounted de frente muerto.....	33
13	Red de tierras	40
14	Diagrama unifilar subestación-T3	43
15	Esquema del principio de un pararrayos tipo autovalvular	48
16	Localización de los pararrayos	49
17	Cortacircuitos.....	52
18	Protección primaria.....	53
19	Niveles de aislamiento en un sistema eléctrico	57
20	Terminales del mismo subíndice y misma polaridad instantánea	80
21	Diagramas fasoriales en sistemas trifásicos.....	81
22	Identificación de terminales y diagrama fasorial del transformador	82
23	Nomenclatura de polaridad en transformadores monofasicos.....	84
24	Diagrama para el método de los dos voltímetros.....	85

25	Prueba de secuencia de fases, energizando el lado de alta tensión.....	88
26	Prueba de secuencia de fases, energizando el lado de baja tensión.....	89
27	Cable de media tensión tipo URD, 15 KV.....	92
28	Empalme para cable URD, 15 KV.....	93
29	Terminación exterior para cable URD, 15 KV	94
30	Conductor THHN.....	103
31	Distancia y ubicación de la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T2.....	108
32	Distancia y ubicación de la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T3	110
33	Distancia y ubicación de la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T4.....	112
34	Distancia y ubicación de la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T5.....	114
35	Distancia y ubicación de la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero T3-A y T3-B	117
36	Triangulo de potencias.....	131
37	Área de ubicación del punto de medición de la energía eléctrica.....	134
38	Bajada y medición primaria en poste.....	135

TABLAS

Ia	Estudio de la carga instalada en el edificio T3, niveles 0, 1, 2.....	5
Ib	Estudio de la carga instalada en el edificio T3, niveles 3, 4.....	6
II	Estudio de la carga instalada en el edificio T4, niveles 1, 2, 3	7
III	Estudio de la carga instalada en el edificio T5, niveles 1, 2, 3.....	8
IV	Datos de voltaje de línea a neutro, lado de baja tensión.....	11
V	Datos de voltaje de línea a línea, lado de baja tensión	12
VI	Datos de amperaje por fase y en el neutral, lado de baja tensión	13

VII	Datos de consumo de potencia en KVA, subestación actual.....	15
VIII	Datos del factor de potencia por fase, lado de baja tensión.....	16
IX	Resumen de cargas nuevas y existentes para el banco de subestación.....	17
X	Impedancia versus capacidad del transformador.....	30
XI	Materiales para instalación de transformador pad mounted.....	34
XII	Resistencia de red de tierras para una subestación.....	37
XIII	Materiales para la construcción de la red de tierras.....	38
XIV	Materiales para la instalación de pararrayos.....	50
XV	Materiales para la instalación de protecciones primarias.....	54
XVI	Libranzas y nivel básico al impulso.....	58
XVII	Distancias mínimas de aproximación.....	59
XVIII	Terminales con el mismo subíndice con la misma polaridad.....	83
XIX	Materiales para la interconexión líneas de EEGSA y transformador pad mounted de 500KVA.....	95
XX	Lista de materiales para la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T2.....	96
XXI	Lista de materiales para el traslado de cargas del edificio T3A y T3B al tablero TDP-T3.....	97
XXII	Lista de materiales para la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T3.....	98
XXIII	Lista de materiales para la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T4.....	99
XXIV	Lista de materiales para la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T5.....	100
XXV	Lista de materiales para la interconexión del transformador pad mounted con el tablero TDP-T3.....	101
XXVI	Características técnicas del cable THHN.....	103
XXVII	Características técnicas y eléctricas del tablero de distribución principal TDP-T3.....	105

XXVIII	Cargas trifásicas mayores de 225 KVA y hasta 1000 KVA	133
A1	Calibre versus área transversal de conductores	144
A2	Resistencia, reactancia e impedancia de conductores de cobre	149
A3	Ampacidad de conductores de cobre, en ducto	150
A4	Factor de corrección por temperatura	151
A5	Número de conductores en ducto versus factor de reducción de capacidad de conducción	152
A6	Cantidad de conductores según el diámetro de tubería	163

LISTA DE SÍMBOLOS

A.N.S.I.	American National Standard Institute. (Instituto nacional de normas americanas).
A.S.T.M.	American Society for Testing and Materials. (Sociedad Americana de pruebas y materiales).
N.E.S.C.	National Electrical Safety Code. (Código nacional de seguridad eléctrica).
A.I.S.C.	American Institute of Steel Constructions, Inc. (Instituto Americano de construcciones en acero).
I.E.C.	International Electrical Committee. (Comité eléctrico internacional).
N.E.C.	Código Eléctrico Nacional.
I.E.E.E.	Institute Electrical and Electronics Engineers. (Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos).
A.W.G.	American Wire Guide. (Guía Americana de cables).
E.E.G.S.A.	Empresa Eléctrica de Guatemala.
C.N.E.E.	Comité Nacional de Energía Eléctrica.
N.T.D.O.I.D.	Normas técnicas de diseño y operación de instalaciones de distribución.
BIL	Basic Impulse Level. (Nivel básico al impulso).
TDP	Tablero de distribución principal.
TP	Tablero principal.
HG	Hierro galvanizado.
W	Vatio.
KW	Kilovatio.
MW	Megavatio.

V	Voltios.
KV	Kilovoltio.
A	Amperio.
KVA	Kilovoltamper.
KVAR	Kilovoltamperioreactivo.
S	Potencia aparente
Z	Impedancia.
D.C.	Corriente directa.
A.C.	Corriente alterna.
CT's	Transformador de corriente.
PT's	Transformador de potencial.
P.C.B.S.	Binefilos policlorados.
m	Metro.
mts	Metros.
m²	Metro cuadrado.
cm.	Centímetro.
cm²	Centímetro cuadrado.
mm.	Milímetro.
mm²	Milímetro cuadrado.
THHN	Termoplástico resistente a la humedad y temperatura, y cubierta de Nylon.
MCM	Milicircularmils.
°C	Grado centígrado.
Hz.	Hertz.
f	Frecuencia.
Ω	Ohmio.
Kg.	Kilogramo.
g.	Gramo.
PVC	Policloruro de vinilo.

"	Pulgada.
'	Pies.
%	Porcentaje.
<	Menor que.
>	Mayor que.
Σ	Sumatoria.
T	Periodo de tiempo.
Cu.	Cobre.
Al.	Aluminio.
L.T.	Línea de Transmisión.

GLOSARIO

Abonado o usuario	Persona individual o jurídica que recibe el servicio eléctrico por medio de la acometida respectiva.
Aceite dieléctrico	Aislante sintético utilizado en transformadores de distribución y de potencia.
Acometida	Conjunto de conductores y componentes utilizados para transportar la energía eléctrica desde las líneas de distribución a la instalación del inmueble servicio.
Aleación	Es la unión entre dos o más metales.
Dieléctrico	Material o cuerpo aislante de la electricidad, tiene la propiedad de almacenar energía en forma de campo eléctrico.
Factor de potencia	Resultado de dividir la potencia activa o real dentro de la potencia aparente, o bien el coseno del ángulo que existe entre el desfase del voltaje y la corriente en un sistema de corriente alterna.
Frecuencia	Número de ciclos por segundo en un sistema eléctrico, su unidad de medida es el Hertz, (Hz).

Impedancia	Relación fasorial entre el voltaje y la corriente en un circuito eléctrico, o la resistencia que se opone al paso de corriente alterna, su dimensional es el ohmios y su símbolo es Z .
Ohmios	Unidad de medida de la resistencia eléctrica, su símbolo es Ω .
Polarización	Establecimiento de una diferencia de potencial entre dos conductores o semiconductores.
Diferencia de potencial	Es la diferencia de voltaje que existe entre dos puntos diferentes en un equipo o circuito eléctrico.
Cargas no lineales	Son las cargas cuya forma de corriente no se corresponden con la de la señal de la tensión que la alimenta.
Cargas lineales	Están compuestas por componentes pasivos, o lo que es lo mismo cargas RLC. Este tipo de carga se caracteriza por no deformar la señal, aunque haya desfase de corriente respecto a la tensión en bornes senoidal.
Factor de cresta	Es el factor de deformación que relaciona el valor eficaz y el valor de pico, para una señal senoidal el factor de cresta es 1.414 indica que el valor pico es 1.414 veces el valor eficaz RMS, para una onda deformada puede llegar a ser más de 4 veces.

RESUMEN

Realizar el estudio de la construcción de una subestación es un trabajo laborioso que comienza con el análisis de la demanda de potencia y del tipo de carga que se va a conectar, los voltajes de servicio, capacidad del centro de transformación y su configuración, requerimientos de tipo físico-mecánico, en este trabajo se dan a conocer estos aspectos en función de lo que ya existe y lo relacionado a las normas de EEGSA.

Se explica qué es un transformador tipo pedestal, de 500 KVA y el valor de su impedancia, la conexión de éste con el sistema de tierras, se presenta el diagrama unifilar de la subestación nueva y el listan los materiales homologados por EEGSA.

La información necesaria para conocer las protecciones primarias para el caso de sobretensiones y fallas por cortocircuitos, las distancias de diseño normadas por EEGSA.

Se da a conocer el procedimiento y forma del diseño que un ingeniero debe de conocer para aprobación de la red a construir.

Se investigó sobre las marcas de polaridad para transformadores trifásicos y el faseo de sus devanados, con el propósito de no cometer equivocaciones en la conexión de sus terminales con la red de EEGSA.

Una parte muy importante en este trabajo de graduación es el estudio de la interconexión de tableros eléctricos y el tablero principal, los cálculos de los calibres de los conductores, pensando en el tipo de carga futura se realizó un ajuste del 50% en el

área de los conductores de fase y de un 250% en el área del neutral, en la cual se define que la 3ª armónica es la que fundamentalmente deforma la señal senoidal.

Se enlistan los materiales más importantes y las características técnicas del cable tipo THHN que será usado en la interconexión.

Finalmente, se da a conocer la norma a cumplir para la medición de energía comercial, la cual esta relacionada precisamente por la demanda de la nueva subestación.

Dentro de las conclusiones se realizan varias, enmarcando la necesidad de realizar un estudio futuro y muy minucioso acerca de los armónicos del sistema dado que son la tercera y los múltiplos de ésta las causantes de la deformación de la señal senoidal de A.C.

OBJETIVOS

General:

Realizar el estudio acerca del dimensionamiento de la capacidad del equipo de transformación, a fin de lograr reducir al máximo el terreno utilizado para su instalación y, sobre todo, que se faciliten las maniobras de operación y mantenimiento del equipo instalado.

Específicos:

1. Estudiar todas las normas requeridas por EEGSA en función de la nueva instalación y qué tipo de equipo se usará en el centro de transformación, esto conlleva a realizar listados de materiales para cada etapa de la instalación.
2. Considerar bajo los siguientes conceptos las líneas de transmisión aéreas y cables subterráneos: la información sobre la localización de los remates de todos los circuitos de potencia y distribución que penetran a la subestación así como el tipo y calibre de conductores que se usaran en la acometida y la interconexión de tableros entre edificios y el centro de transformación.
3. Dibujar el diagrama unifilar y tener en cuenta todas las ampliaciones previstas, aunque de momento sólo se construya parte de la subestación, dimensionar aquí los exteriores de los equipos principales indicados en el diagrama unifilar, cuyo acomodo lleva a encontrar un área mínima del terreno.

4. Proponer el tipo de instalación que se usará en la medición de energía eléctrica, situación que debe cumplir con las normas de EEGSA y leyes nacionales CNEE.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo se realizó con base al estudio de las características eléctricas y mecánicas, para la construcción de la subestación eléctrica que alimentará a los edificios T3, T4 Y T5 del campus central de la Universidad de San Carlos, en forma general y con el propósito de sustituir el banco de transformadores que conforma la subestación actual de dichos edificios, de tal manera que su construcción sea la mas apropiada en cuanto a su ubicación, centro de carga, así como también técnica y económicamente conforme a las necesidades de la Universidad de San Carlos y no a un modelo rígido.

A consecuencia del advenimiento de la red de servicios integrados dentro de la Universidad se prevé que la demanda de consumo de energía eléctrica será de alguna manera mayor que el actual debido a las múltiples instalaciones nuevas de equipo electrónico para comunicaciones por medio de fibra óptica, da como resultado la decisión de cambiar la subestación actual por otra de mayor capacidad.

El alcance de este estudio es realizar las investigaciones de las actuales normas de la Empresa Eléctrica de Guatemala, en cuanto a su regulación de instalaciones eléctricas, acometidas eléctricas, medición de energía eléctrica y hacer los cálculos necesarios para la selección del calibre de conductores que se usarán en la conexión de la subestación y la carga existente, requisitos de ventilación disposición de los equipos, protecciones mínimas que requieren los transformadores, seguridad de la subestación, y área de su ubicación. Con este estudio se pretende dimensionar la capacidad, y los equipos necesarios para satisfacer todas las necesidades existentes y futuras para el suministro y consumo de energía eléctrica; también de tener la seguridad en cuanto a la confiabilidad y continuidad en el servicio eléctrico.

1 MARCO TEÓRICO

1.1 Subestación Eléctrica

Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia, en donde sus funciones principales son transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

1.1.1 Generalidades de una subestación eléctrica

Se observa que la energía eléctrica que es necesario suministrar a una instalación eléctrica, industrial, comercial, edificios habitacionales, o similares, llega con niveles de voltaje de distribución, los cuales son muy altos para aplicarlos a las cargas directamente. Para bajar este nivel de voltaje a niveles utilizables para la operación de los equipos, es necesario utilizar subestaciones eléctricas reductoras.

Para esta transformación de la energía eléctrica de un nivel de voltaje a otro más adecuado, se usa un conjunto de equipos que no sólo transforman, sino también protegen y regulan la energía eléctrica.

Para el caso de subestaciones industriales, dentro de la clasificación general de las subestaciones eléctricas, las más utilizadas son las del tipo compacto y las del tipo abierto.

Las subestaciones llamadas abiertas son, de hecho, las subestaciones principales en la gran industria donde el consumo es considerable, en tanto que las compactas se utilizan

en industrias menores, edificios de apartamentos, comercios. Las compactas las podemos encontrar metidas en bóvedas, o bien, a la intemperie.

Las subestaciones compactas proporcionan las siguientes ventajas sobre las subestaciones abiertas:

- Costo relativamente bajo.
- Ocupan poco espacio cuando son bancos y ocupan un menor espacio cuando utilizan transformadores trifásicos.
- Su construcción generalmente es blindada, por lo que son de frente muerto, proporcionando a ésta una mayor seguridad.

1.2 Aspectos generales

El diseño del sistema eléctrico, para un edificio o industria, comienza con el estudio del tamaño y naturaleza de las cargas que va a servir. Por tal razón, el estudio nos lleva a definir el dimensionamiento de la capacidad en KVA, y por consiguiente evaluar la seguridad y continuidad requerida del servicio.

En el análisis de cargas se deben considerar las pérdidas en todos los equipos y cables como parte de la misma, el U.S. Navy Design Manual (D.M.4) recomienda que se tome un 6% de la carga para cubrir este aspecto, además debe considerarse los factores de diversidad y demanda futura aplicable para evitar sobredimensionar el equipo.

Asimismo, al efectuar el diseño, se deben estudiar las tarifas aplicables, para evitar o minimizar el pago de demanda máxima, el pago por bajo factor de potencia, o para acogerse a un sistema de tarifa preferencial.

1.2.1 Características de la carga a servir

Para efectuar el diseño correctamente, se deben estudiar de una manera detallada las características de la carga a servir, y para esto se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- Demanda en KVA, tanto inicial como futura a los diferentes voltajes de utilización.
- Requerimientos sobre la continuidad de servicio.
- Requerimientos de voltaje y necesidades de regulación.
- Cargas especiales, como maquinas de gran tamaño o similares, computadoras,
- cargas intermitentes.
- Márgenes permisibles de distorsión por armónicas.
- Factor de potencia

Para responder a estas interrogantes, este diseño se basa en la recopilación de datos haciendo un recuento de las diferentes cargas conectadas en cada nivel de cada uno de los edificios en cuestión, las cuales se analizaran posteriormente realizando una medición real de Potencia Activa, Potencia Reactiva, Potencia Aparente, Factor de Potencia, Niveles de voltaje por fase y de línea en el lado secundario etc.

1.2.2 Recopilación de datos de la carga actual

Para proceder a la recopilación de datos de carga instalada se realizó el estudio por edificio y por nivel de cada edificio, haciendo un conteo minucioso del tipo y la cantidad de carga en cada uno de ellos. Los edificios en estudio son: T2, T3A y T3B, que conforma al edificio T3 en forma general, además tenemos las cargas del edificio T4, y el T5. A continuación se describe la cantidad de niveles por edificio.

- El edificio T2 tiene: nivel 1, 2, 3.
- El edificio T3 tiene: nivel 0, 1, 2, 3, 4.
- El edificio T4 tiene: nivel 1, 2, 3.
- El edificio T5 tiene: nivel 1, 2, 3.

Las cargas se enuncian como sigue: tablas Ia y tabla Ib, que corresponde al edificio T3, tabla II que corresponde al edificio T4, y la tabla III que corresponde al edificio T5, respectivamente.

Tabla Ia. Estudio de carga instalada en el edificio T3, niveles 0, 1, 2

EDIFICIO	NIVEL	Tipo de carga conectada	Tipo de luminaria	Potencia por c/u en W	Cantidad	Potencia Total en W	Potencia instalada en W	Totales	
T-3	0	Luminarias	1x75 W	75	0	0	2840		
			1x40 W	40	1	40			
			2x40 W	80	23	1840			
			4x40 W	160	6	960			
			bombillas	100	0	0			
		Computadoras	350	7	2450	2450			
		Impresoras	100	3	300	300			
		Escaner	100	0	0	0			
		Fotocopiadoras	1200	6	7200	7200			
		Bombas	4000	2	8000	8000			
		Motores	900	0	0	0			
		Hornos de microondas	1500	0	0	0			
		Refrigeradoras	500	0	0	0			
		Ventiladores	0	0	0	0			
		ofset	1600	1	1600	1600			
	otros	1050	1	1050	1050				
				0	0	0			
	Potencia Instalada por nivel en W								23440
	1	Luminarias	1x75 W	75	0	0	14600		
			1x40 W	40	1	40			
			2x40 W	80	2	160			
			4x40 W	160	90	14400			
			bombillas	100	0	0			
		Computadoras	350	12	4200	4200			
		Impresoras	100	3	300	300			
		Escaner	100	0	0	0			
		Fotocopiadoras	1200	6	7200	7200			
		Bombas	0	0	0	0			
		Motores	900	0	0	0			
		Hornos de microondas	1500	0	0	0			
		Refrigeradoras	500	0	0	0			
		Ventiladores	0	0	0	0			
		television	200	1	200	200			
	congelador	3000	1	3000	3000				
				0	0	0			
	Potencia Instalada por nivel en W								29500
2	Luminarias	4x20 W	80	0	0	15360			
		1x40 W	40	0	0				
		2x40 W	80	0	0				
		4x40 W	160	96	15360				
		bombillas	100	0	0				
	Computadoras	350	36	12600	12600				
	Impresoras	100	1	100	100				
	Escaner	100	0	0	0				
	Fotocopiadoras	1200	1	1200	1200				
	Bombas	0	0	0	0				
	Motores	0	0	0	0				
	Hornos de microondas	1500	0	0	0				
	aire acondicionado	500	2	1000	1000				
	Ventiladores	0	0	0	0				
				0	0	0			
			0	0	0				
			0	0	0				
Potencia Instalada por nivel en W								30260	

Tabla Ib. Estudio de carga instalada en el edificio T3, niveles 3, 4

EDIFICIO	NIVEL	Tipo de carga conectada	Tipo de luminaria	Potencia por c/u en W	Cantidad	Potencia Total en W	Potencia instalada en W	Totales	
T-3	3	Luminarias	1x75 W	75	0	0	12640		
			1x40 W	40	0	0			
			2x40 W	80	26	2080			
			4x40 W	160	66	10560			
			bombillas	100	0	0			
		Computadoras	350	75	26250	26250			
		Impresoras	100	0	0	0			
		Escaner	100	0	0	0			
		Fotocopiadoras	1200	2	2400	2400			
		Bombas	2300	0	0	0			
		Motores	900	0	0	0			
		Hornos de microondas	1500	0	0	0			
		Refrigeradoras	500	0	0	0			
		Ventiladores	0	0	0	0			
		extractor	350	0	0	0			
		otros	2300	0	0	0			
			0	0	0	0			
	Potencia Instalada por nivel en W								41290
	4	Luminarias	1x75 W	75	0	0	17120		
			1x40 W	40	0	0			
			2x40 W	80	22	1760			
			4x40 W	160	96	15360			
			bombillas	100	0	0			
		Computadoras	350	4	1400	1400			
		Impresoras	100	2	200	200			
		Escaner	100	0	0	0			
		Fotocopiadoras	1200	0	0	0			
		Bombas	0	0	0	0			
		Motores	900	0	0	0			
		Hornos de microondas	1500	0	0	0			
		Refrigeradoras	500	0	0	0			
		Ventiladores	0	0	0	0			
		refelctores	1000	0	0	0			
		0	0	0	0				
		0	0	0	0				
Potencia Instalada por nivel en W								18720	
	Luminarias	4x20 W	80	0	0	0			
		1x40 W	40	0	0				
		2x40 W	80	0	0				
		4x40 W	160	0	0				
		bombillas	100	0	0				
	Computadoras	350	0	0	0				
	Impresoras	100	0	0	0				
	Escaner	100	0	0	0				
	Fotocopiadoras	1200	0	0	0				
	Bombas	0	0	0	0				
	Motores	0	0	0	0				
	Hornos de microondas	1500	0	0	0				
	Refrigeradoras	500	0	0	0				
	Ventiladores	0	0	0	0				
		0	0	0	0				
		0	0	0	0				
	Potencia Instalada por nivel en W								0
Potencia instalada por edificio en W								143210	

Tabla II. Estudio de carga instalada en el edificio T4, niveles 1, 2, 3

EDIFICIO	NIVEL	Tipo de carga conectada	Tipo de luminaria	Potencia por c/u en W	Cantidad	Potencia Total en W	Potencia instalada en W	Totales	
T-4	1	Luminarias	1x75 W	75	0	0	4800		
			1x40 W	40	0	0			
			2x40 W	80	0	0			
			4x40 W	160	30	4800			
			bombillas	100	0	0			
		Computadoras	350	17	5950	5950			
		Impresoras	100	0	0	0			
		Escaner	100	0	0	0			
		Fotocopiadoras	1200	2	2400	2400			
		Bombas	2300	1	2300	2300			
		Motores	900	0	0	0			
		Hornos de microondas	1500	1	1500	1500			
		Refrigeradoras	500	0	0	0			
		Ventiladores	200	2	400	400			
		extractor	350	0	0	0			
		television	200	0	0	0			
	otros	500	3	1500	1500				
	Potencia Instalada por nivel en W								18850
	2	Luminarias	1x75 W	75	0	0	6240		
			1x40 W	40	0	0			
			2x40 W	80	0	0			
			4x40 W	160	39	6240			
			bombillas	100	0	0			
		Computadoras	350	24	8400	8400			
		Impresoras	100	10	1000	1000			
		Escaner	100	2	200	200			
		Fotocopiadoras	1200	1	1200	1200			
		Ventiladores	200	7	1400	1400			
		Motores	900	0	0	0			
		Hornos de microondas	1500	1	1500	1500			
		Refrigeradoras	500	1	500	500			
		television	200	1	200	200			
		cafetera	500	2	1000	1000			
		maq. De escribir	100	3	300	300			
	aire acondicionado	2000	1	2000	2000				
	Potencia Instalada por nivel en W								23940
	3	Luminarias	4x20 W	80	0	0	10880		
			1x40 W	40	0	0			
			2x40 W	80	96	7680			
			4x40 W	160	20	3200			
			bombillas	100	0	0			
		Computadoras	350	37	12950	12950			
Impresoras		100	8	800	800				
Escaner		100	2	200	200				
Fotocopiadoras		1200	0	0	0				
Bombas		0	0	0	0				
Motores		0	0	0	0				
Hornos de microondas		1500	0	0	0				
Refrigeradoras		500	0	0	0				
Ventiladores		200	3	600	600				
cafetera		500	1	500	500				
aire acondicionado		1600	1	1600	1600				
	0	0	0	0					
Potencia Instalada por nivel en W								27530	
Potencia instalada por edificio en W								70320	

Tabla III. Estudio de carga instalada en el edificio T5, niveles 1, 2, 3

EDIFICIO	NIVEL	Tipo de carga conectada	Tipo de luminaria	Potencia por c/u en W	Cantidad	Potencia Total en W	Potencia instalada en W	Totales	
T-5	1	Luminarias	4x20 W	80	0	0	23120		
			1x40 W	40	37	1480			
			2x40 W	80	52	4160			
			4x40 W	160	28	4480			
			Bombillas	500	26	13000			
		Computadoras	350	10	3500	3500			
		Impresoras	0	0	0	0			
		Escaner	0	0	0	0			
		Fotocopiadoras	0	0	0	0			
		Bombas	746	1	746	746			
		Motores	22625	1	22625	22625			
		Hornos de Microondas	0	0	0	0			
		Refrigeradoras	0	0	0	0			
		Sisterna	0	1	0	0			
					0	0			
					0	0			
					0	0			
	Potencia Instalada por nivel en W								49991
	2	Luminarias	4x20 W	80	0	0	4040		
			1x40 W	40	1	40			
			2x40 W	80	0	0			
			4x40 W	160	25	4000			
			Bombillas	0	0	0			
		Computadoras	350	7	2450	2450			
		Impresoras	100	7	700	700			
		Escaner	100	1	100	100			
		Fotocopiadoras	1200	2	2400	2400			
		Bombas	0	0	0	0			
		Motores	746	1	746	746			
		Hornos de Microondas	1500	1	1500	1500			
		Refrigeradoras	500	1	500	500			
		Otros	6000	1	6000	6000			
					0	0			
				0	0				
				0	0				
Potencia Instalada por nivel en W								18436	
3	Luminarias	4x20 W	80	0	0	0			
		1x40 W	40	0	0				
		2x40 W	80	0	0				
		4x40 W	160	0	0				
		bombillas	100	0	0				
	Computadoras	350	0	0	0				
	Impresoras	100	0	0	0				
	Escaner	100	0	0	0				
	Fotocopiadoras	1200	0	0	0				
	Bombas	0	0	0	0				
	Motores	0	0	0	0				
	Hornos de microondas	1500	0	0	0				
	Refrigeradoras	500	0	0	0				
	Ventiladores	0	0	0	0				
	Secamanos	1000	0	0	0				
		0	0	0	0				
		0	0	0	0				
Potencia Instalada por nivel en W								0	
Potencia instalada por edificio en W								68427	

1.3 Análisis de la demanda futura

Uno de los problemas más importantes a los que se enfrenta el ingeniero encargado del diseño de un sistema eléctrico lo constituye el hecho de determinar la capacidad de una subestación eléctrica, o dicho con más prioridad, la capacidad del transformador trifásico o banco de transformadores que la constituirán. Este problema involucra aspectos tanto técnicos como económicos, ya que puede ocurrir que por falta de experiencia del diseñador la subestación queda con un dimensionamiento limitado, o bien, sobredimensionada lo que en cualquiera de los casos traería problemas de tipo económico para el proyecto.

Para poder llegar a dimensionar adecuadamente la capacidad de una subestación, es recomendable, primero, conocer los siguientes conceptos:

- Carga Instalada: es la suma de las potencias nominales de los distintos equipos que se encuentran conectados en un área determinada de la instalación, y se expresa generalmente en KVA.
- Demanda: es la potencia que consume la carga, medida por lo general en intervalos de tiempo, expresada en KW a un factor de potencia determinado.
- Demanda máxima: es la máxima demanda que se tiene en una instalación o en un sistema, durante un periodo de tiempo especificado, por lo general a lo largo de un mes.
- Densidad de carga: es la relación entre la carga instalada y el área de la instalación considerada, la cual se expresa en KVA por m².
- Factor de carga: en la mayoría de los casos, la carga no es constante a lo largo de un periodo determinado, ya que en la industria la demanda de energía eléctrica depende del nivel productivo de la misma, de manera que resulta conveniente definir lo que se conoce como factor de carga de la siguiente manera:

$$FACTOR DE CARGA = \frac{\text{Valor promedio anual de carga}}{\text{Máximo valor de carga en un año}}$$

- Factor de demanda: es la relación que existe entre la potencia consumida por una máquina o grupo de máquinas en condiciones normales de operación, y la potencia nominal de la carga o cargas instaladas.

$$FACTOR DE DEMANDA = \frac{\text{Potencia absorbida}}{\text{Potencia nominal}}$$

- Factor de diversidad: es la relación entre las sumas de las demandas máximas individuales en las distintas partes de un sistema o instalación y la demanda máxima del sistema o instalación.

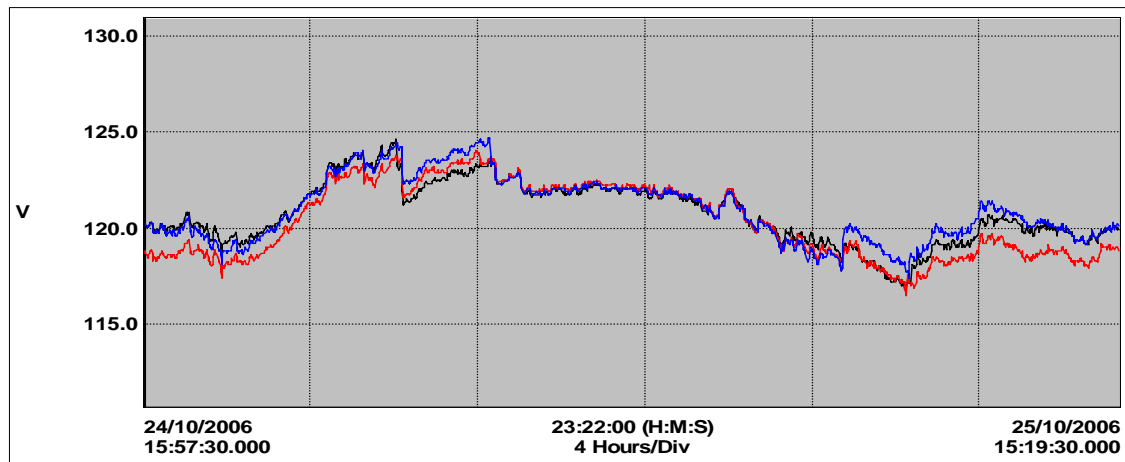
$$FACTOR DIVERSIDAD = \frac{\sum \text{demandas máximas individuales}}{\text{demanda máxima del sistema}}$$

Para calcular la capacidad del banco se debe aplicar la demanda máxima estimada y luego incrementarles un 20% de holgura, con el fin de soportar futuras ampliaciones; al darle este margen de seguridad no se afecta en una forma significativa el valor de la obra.

Para iniciar numéricamente este análisis, se hace énfasis en el estudio de la potencia que realmente se consume en un determinado tiempo, para esto se realizaron mediciones de voltaje, corriente y potencias por fase y de línea, factor de potencia; en el actual sistema, que como volvemos a repetir es un banco trifásico construido con tres transformadores monofásicos de 100 KVA, tipo convencionales cada uno lo que nos da como resultado una potencia trifásica total de 300 KVA.

A continuación se muestran las gráficas adquiridas en cada una de estas mediciones. Por ejemplo en la figura 1 se muestra la gráfica de la medición del nivel de voltaje que se tiene en cada fase, y en la figura 2 se muestra la gráfica del voltaje de fase a fase.

Figura 1. Gráfica de voltajes de línea a neutro, lado de baja tensión



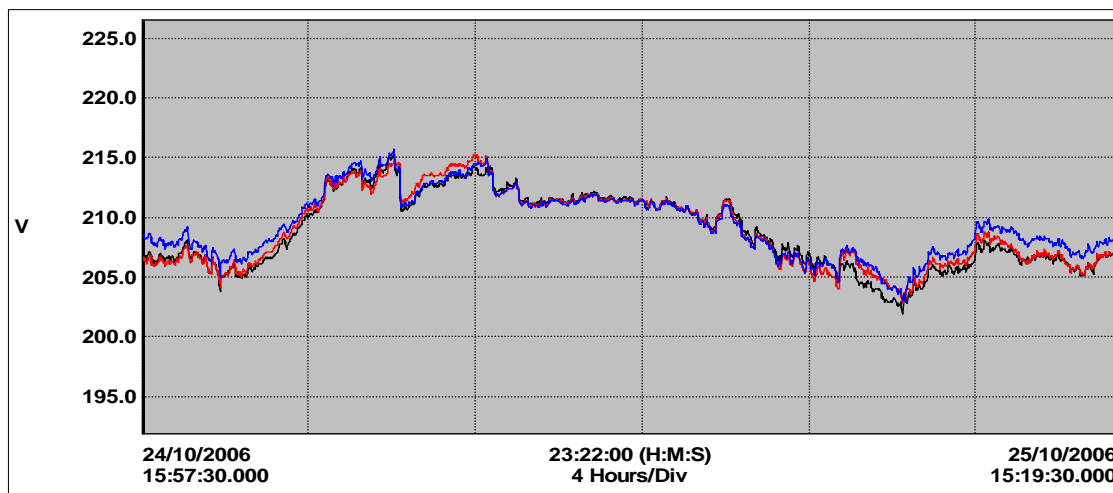
Para esta medición se muestran los datos de los voltajes de línea a neutro en un periodo de 24 horas aproximadamente, situación que nos permite incluir las respectivas conclusiones acerca de la calidad de la energía que como sabemos es muy importante dentro de las NTDOID del CNEE. El análisis de los valores de voltaje por fase, se muestra en la tabla IV, en la cual para nuestros fines es inevitable el incluir colores para diferenciar a que fase corresponde cada una de las curvas de la figura 1.

Tabla IV. Datos de voltaje de línea a neutro, lado de baja tensión

NOMBRE	FECHA	HORA	PROMEDIO	MÍNIMO	MÁXIMO
Fase 1 —	24-10-06	15:57:30.00	120.75 V	116.70 V	124.60 V
Fase 2 —	24-10-06	15:57:30.00	120.33 V	116.50 V	124.00 V
Fase 3 —	24-10-06	15:57:30.00	120.93 V	117.40 V	124.70 V

Por definición se conoce que para un sistema trifásico conectado en estrella los voltajes de línea a neutro (V_F) y el de línea a línea (V_L) tienen la relación siguiente $V_L = \sqrt{3} * V_F$. Por lo que en relación a los valores se tiene que $208 \text{ V} = \sqrt{3} * 120 \text{ V}$, que es el voltaje nominal entre línea y línea. En la figura 2 se muestra la gráfica de la medición realizada.

Figura 2. Gráfica de voltajes de línea a línea, lado de baja tensión



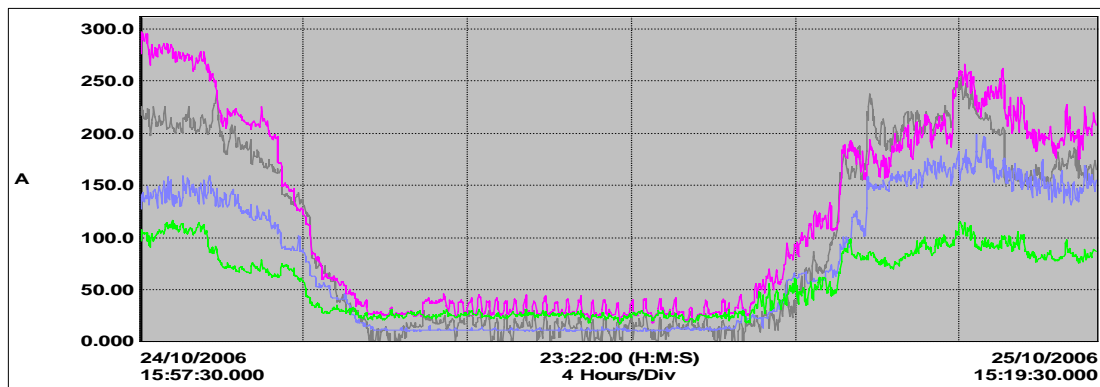
Como se puede observar en esta gráfica también es necesario y muy útil el uso de colores para diferenciar el comportamiento de la variación de voltaje de cada línea por lo que en la tabla V, se muestran los correspondientes valores de las lecturas estudiadas.

Tabla V. Datos de voltaje de línea a línea, lado de baja tensión

NOMBRE	FECHA	HORA	PROMEDIO	MÍNIMO	MÁXIMO
Línea 1 —	24-10-06	15:57:30.00	208.75 V	201.90 V	215.30 V
Línea 2 —	24-10-06	15:57:30.00	208.89 V	202.70 V	215.20 V
Línea 3 —	24-10-06	15:57:30.00	209.33 V	202.90 V	215.70 V

El equipo utilizado AEMC5 es un instrumento de medición bastante completo en el que es posible medir al mismo tiempo varias tendencias como lo es, la corriente en amperios (A) por fase en el banco de transformación, conectada en el lado de baja tensión. La figura 3 muestra la gráfica de la medición realizada.

Figura 3. Gráfica de amperios por fase y en el neutro, lado de baja tensión



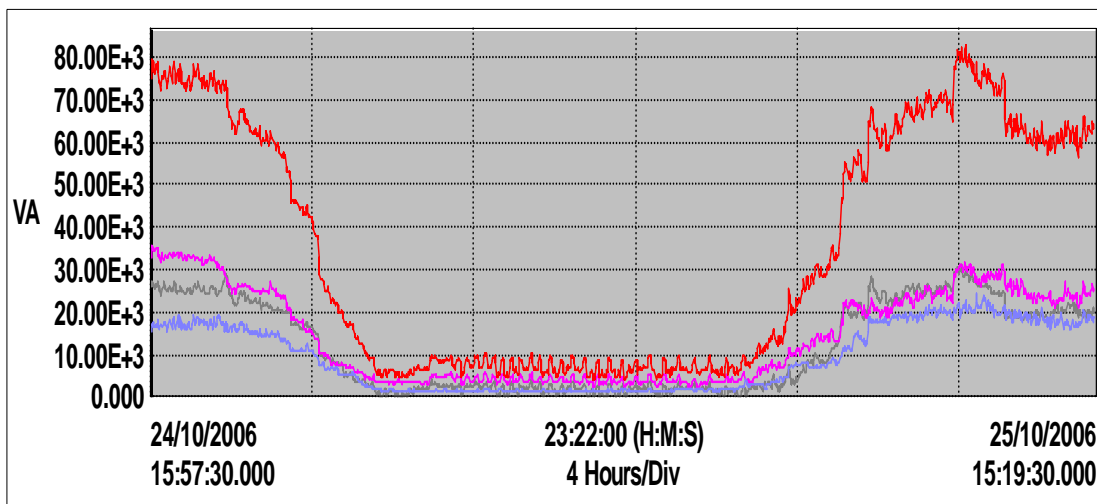
Se hace notar en esta gráfica que aparecen cuatro curvas con diferente color, debido a que ahora se tiene involucrado el neutro del sistema en estrella para el lado de baja tensión. Para definir cada una de las curvas se muestran los datos estudiados en la tabla VI en la que se usan cuatro colores diferentes, uno por cada fase y el del neutro respectivamente.

Tabla VI. Datos de amperaje por fase y en el neutral, lado de baja tensión

NOMBRE	FECHA	HORA	PROMEDIO	MÍNIMO	MÁXIMO
Línea 1 —	24-10-06	15:57:30.00	96.72 A	0.00 A	255.10 A
Línea 2 —	24-10-06	15:57:30.00	117.64 A	17.40 A	296.20 A
Línea 3 —	24-10-06	15:57:30.00	74.73 A	10.40 A	198.00 A
Neutral —	24-10-06	15:57:30.00	54.02 A	17.20 A	115.50 A

Dentro del estudio realizado se hace énfasis en uno de los parámetros más importantes como lo es la demanda de potencia consumida, dato que a su vez servirá para realizar el cálculo del dimensionamiento del nuevo centro de transformación, y con la finalidad de no dejar sobredimensionada la capacidad del nuevo banco de transformación se presenta en la figura 4, las curvas muestran la cantidad de potencia consumida por fase.

Figura 4. Gráfica de consumo de potencia trifásica en KVA, lado de baja tensión



Esta gráfica es muy importante, en el estudio, análisis y cálculo del dimensionamiento de la capacidad del nuevo centro de transformación, aquí podemos estudiar el consumo que verdaderamente se está dando en el banco de transformación de la subestación actual, consumo que tendrá que aumentar considerablemente muy pronto, es decir en el momento de la ejecución del proyecto de Servicios Integrados de fibra óptica de la Universidad, en la que se pretende especialmente en la facultad de ingeniería, realizar la instalación de 700 sitios de terminales para computadoras, junto a sus estaciones de servidores y al mismo tiempo fusionar la carga del edificio T2, (únicamente la carga nueva) con la de los edificios T3, T4, y T5.

En la tabla VII, se muestran los datos que corresponde al consumo actual, aquí se involucran únicamente a los edificios T3, T4 y T5.

Tabla VII. Datos de consumo de potencia en KVA, subestación actual

NOMBRE	PROMEDIO	MÍNIMO	MÁXIMO
Línea 1 —	11593.173 VA	00000.000 VA	30752.505 VA
Línea 2 —	14024.944 VA	02136.115 VA	35183.590 VA
Línea 3 —	08973.388 VA	01274.597 VA	23924.978 VA
Suma de fases —	34591.508 VA	03704.387 VA	82298.418 VA

Realmente estudiar todas las características eléctricas del consumo actual, es fundamental para tener información y tomar decisiones en cuanto a determinar con bastante exactitud el dimensionamiento óptimo de capacidad de potencia del centro de transformación, esto indica que el estudio del factor de potencia también sea otro parámetro que por su penalización por bajo factor de potencia normado por EEGSA, sea correcto que lo analicemos para concluir el estudio y realizar la recomendación pertinente.

En la figura 5 se muestra tal medición que como es normal se dan los datos ordenados en la tabla VIII.

Figura 5. Gráfica del factor de potencia por fase, lado de baja tensión

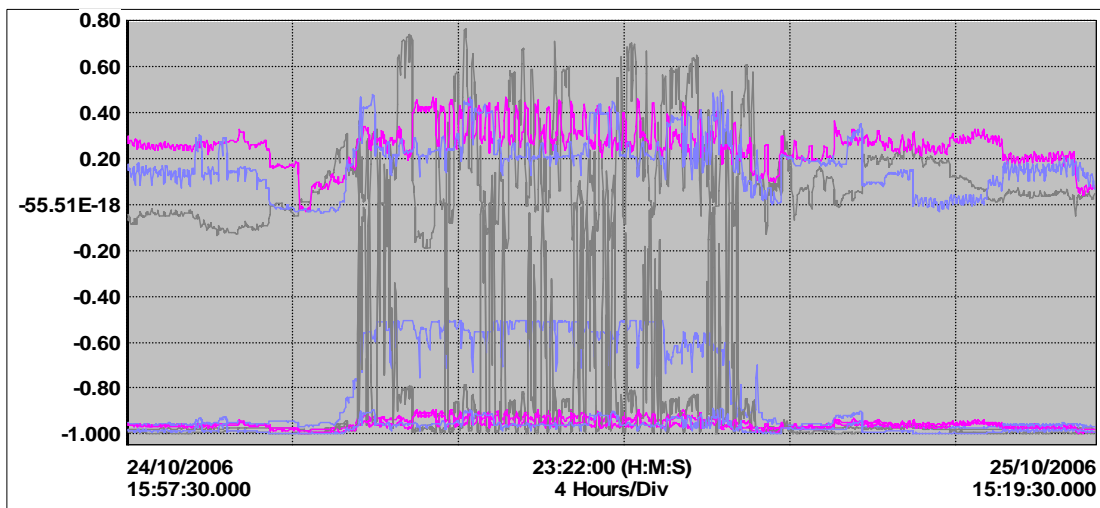


Tabla VIII. Datos del factor de potencia por fase, lado de baja tensión

NOMBRE	FECHA	HORA	PROMEDIO	MÍNIMO	MÁXIMO
Linea1 —	24/10/2006	15:57:30.000	0.871969	0.871969	0.996000
Linea2 —	24/10/2006	15:57:30.000	0.950267	0.993000	0.895000
Linea3 —	24/10/2006	15:57:30.000	0.802636	0.981000	0.506000

Tabla IX. Resumen de cargas nuevas y existentes para el banco de subestación

EDIFICIO	NIVEL	DEMANDA KVA	OBSERVACIONES
T-2 ARQUITECTURA	1	40.5	NUEVA
	2	20.4	
T-3 INGENIERIA	0	6.9	
	1	6.6	
	2	9.0	
	3	10.2	
T-4 INGENIERIA	4	11.1	
	0	14.4	
	1	14.1	
T-5 INGENIERIA	2	12.9	
	1	11.9	
	2	16.8	
DEMANDA ESTIMADA A CONECTAR		174.80	
DEMANDA ACTUAL EN SUB-T3 (MEDICION PICO 11-12 FEB 05)		122.00	EXISTENTE
SUMATORIA DE DEMANDAS NUEVAS Y EXISTENTES		296.80	PROYECCION

Como se puede observar en la tabla IX, se tiene una proyección de carga del 296.8 KVA, mas el 6% de esta proyección que es de 17.81 KVA, que se calcula sean las perdidas en cables y equipo, lo que viene siendo un total de 314.61 KVA.

Estos cálculos demuestran que la capacidad del banco actual se debe cambiar por una nueva de 500 KVA dado que por norma los transformadores vienen diseñados ya sea de 300 KVA y el inmediato que sería de 500 KVA.

1.4 Características de los tipos de servicios brindados por la empresa distribuidora

Actualmente en la ciudad capital es EEGSA quien distribuye la energía eléctrica por lo que se presentan los diferentes servicios como sigue:

Los voltajes disponibles son:

- Para consumidores individuales.
120/240 voltios, monofásico.
208Y/120 voltios, trifásico, estrella aterrizada, 4 alambres.
240/120 voltios, trifásico, delta, 4 alambres.
- Para servicios generales (Bombas de agua, ascensores, etc.) con transformadores proporcionados por el usuario también se puede suministrar:
480/240 voltios, 3 fases, delta, 4 alambres.
416Y/240 voltios, 3 fases, estrella aterrizada, 4 alambres.
480Y/277 voltios, 3 fases, estrella aterrizada, 4 alambres. El usuario proporcionará los transformadores.
- Para alimentación de edificios, o centros comerciales se tiene:
13.8 ó 69 KV, dependiendo de la carga y disponibilidad que tenga EEGSA en el área.

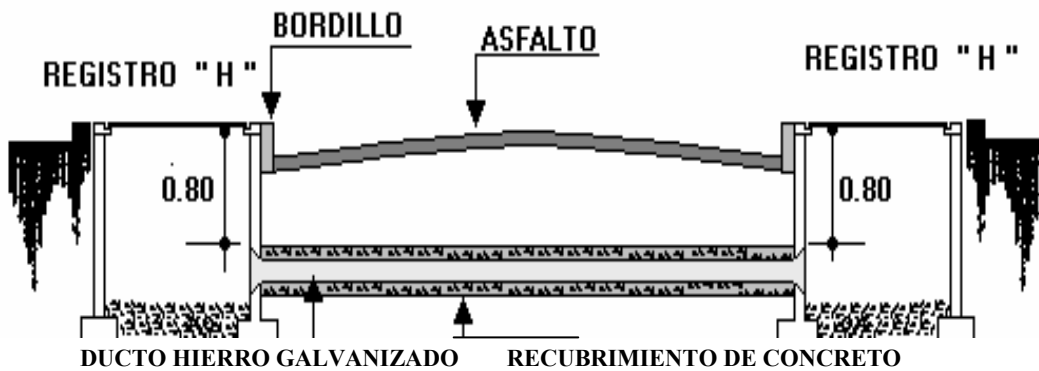
1.5 Requerimientos de tipo físico-mecánico a la entrada de la instalación del usuario

Para ubicar la subestación dentro del edificio o la propiedad, el diseñador debe de considerar que no se tengan problemas para instalar, mantener o sustituir los transformadores actuales, lo mismo que tener la distancia mas corta para la **acometida**; para esto se debe investigar con la empresa distribuidora lo siguientes aspectos:

- Punto más accesible para el suministro del servicio:
Lo cual ya está establecido, con un poste existente que alimenta a la actual subestación en bóveda dentro del edificio T3. La subestación que aun está operando tiene una capacidad de 300 KVA cuenta con su acometida primaria subterránea que cruza la calle hasta el poste de suministro de EEGSA. La proyección estudiada es instalar un transformador tipo pad mounted que pueda estar operando a la intemperie, por lo que se realizó un estudio de la distancia entre dicho poste y el equipo principal de la nueva subestación, se midieron 25 metros de distancia entre el poste de EEGSA y el punto en donde se instalará el nuevo centro de transformación, punto desde donde se alimentará a los edificios T3, T4, y T5, de la Universidad de San Carlos.
- Tipo de entrada para el servicio, aérea o subterránea. Aquí se hace énfasis en la nueva capacidad de 500 KVA de la nueva subestación, se investigó que por norma de EEGSA dicha entrada o **acometida** requerida debe de ser subterránea.
- Acometida primaria subterránea: este servicio requiere de la instalación y la construcción de cajas de registro, instalación de tubos de bajada, y la construcción de la canalización según el estudio de extensión de líneas elaborado por EEGSA, las cuales deberán cumplir con las especificaciones respectivas descritas en la sección de normas para acometidas de EEGSA.
- Distancia de la bajada al centro de transformación: cuando la distancia entre el poste y la bóveda o plataforma para transformador pad mounted, sea menor o igual a 10 metros se podrá efectuar el cableado en forma directa sin registros intermedios. Si la distancia entre el poste y la bóveda o plataforma de transformador pad mounted es mayor a 11 metros EEGSA determinará el número y lugar de colocación de los registros que faciliten el tendido del cable dentro del ducto conduit galvanizado.

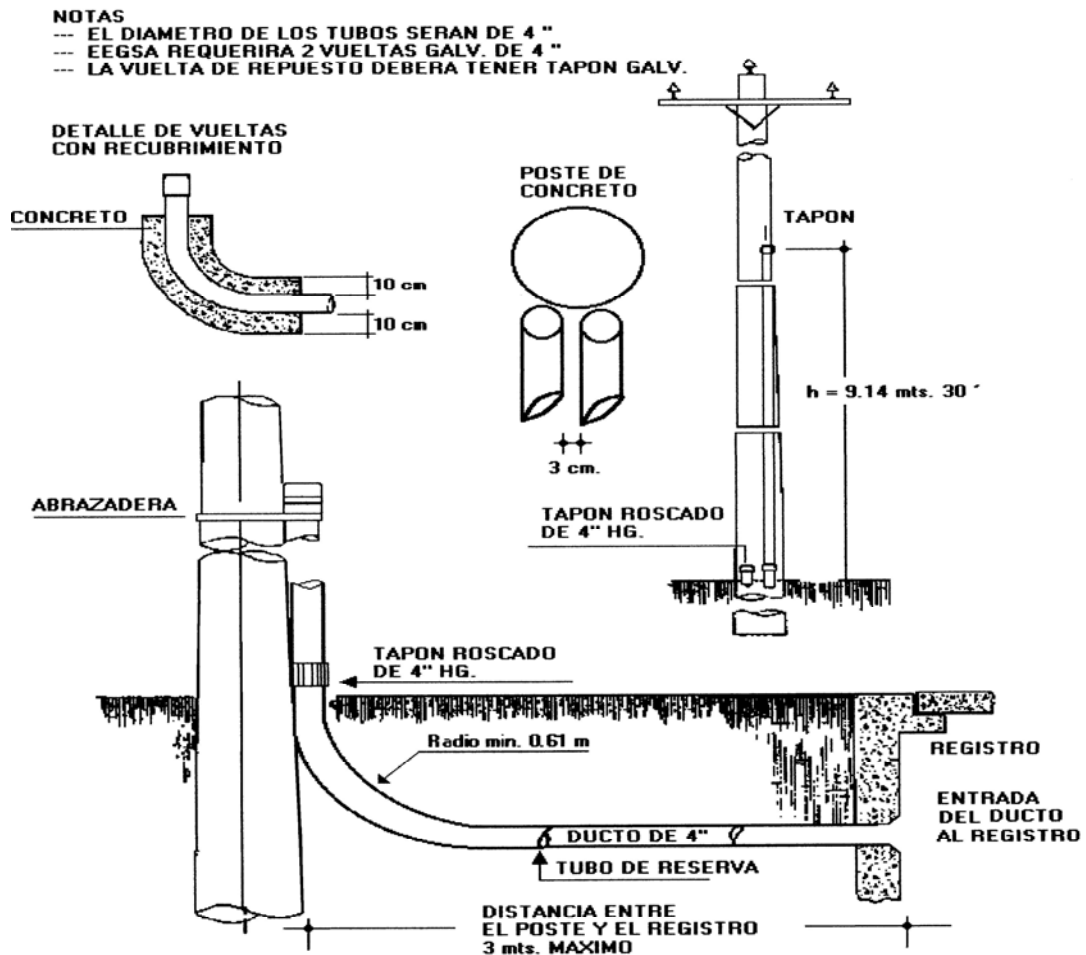
- Canalización al centro de transformación: para la construcción de líneas subterráneas se hace necesaria la instalación de una canalización adecuada efectuada con ductos conduit galvanizados de 4" en la cual se tenderán los cables de media tensión tipo URD, 15 KV dejando un ducto como reserva por cada ducto que se utilice. Dicha canalización deberá tener una profundidad mínima de 0.80 mts. con recubrimiento de concreto a lo largo de la ruta. Ver figura 6.

Figura 6. Canalización para cruce de calle



- Tubos de bajada: si es medición primaria o secundaria, deberá tener un tubo de conduit galvanizado de 4 pulgadas (más el tubo de reserva que se requiere en estos casos), en la base del poste se deberá dejar enterrados 2 ductos con sus vueltas a 90 grados y de 4" con recubrimiento de concreto, dejar dos por bajada, y dos en la entrada de la subestación de las cuales una se quedara cerrada con un tapón roscado de 4" HG. En la otra se utilizará para pasar los cables que alimentarán el centro de transformación. La altura del tubo en el poste debe ser de acuerdo a la figura 7.

Figura 7. Especificaciones de bajada primaria en poste



- Disponibilidad de servicio: antes de comenzar a diseñar en áreas donde la distribución sea en subterráneo, es necesario que el interesado consulte a EEGSA acerca de la disponibilidad del servicio en el área en que se proyecten hacer las acometidas. En este caso ya existe tal punto, pero en la distribución de servicios nuevos, los transformadores deberán ser tipo “pad mounted”, por lo que deberán observarse los respectivos procesos y procedimientos de la obra civil para la instalación de dichos transformadores. Según figuras 8a y 8b.

Figura 8a. Plataforma de concreto para padmounted

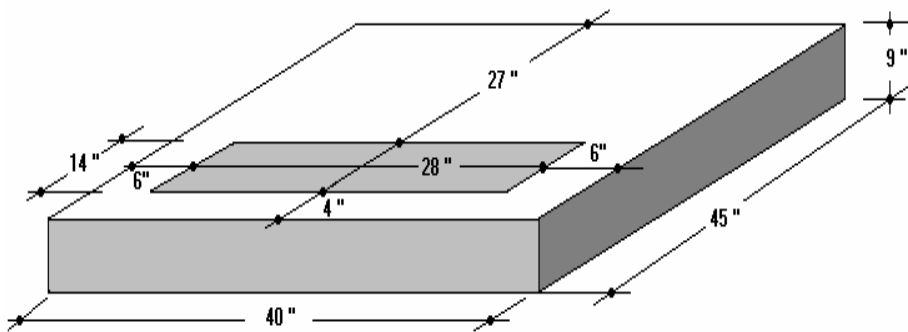
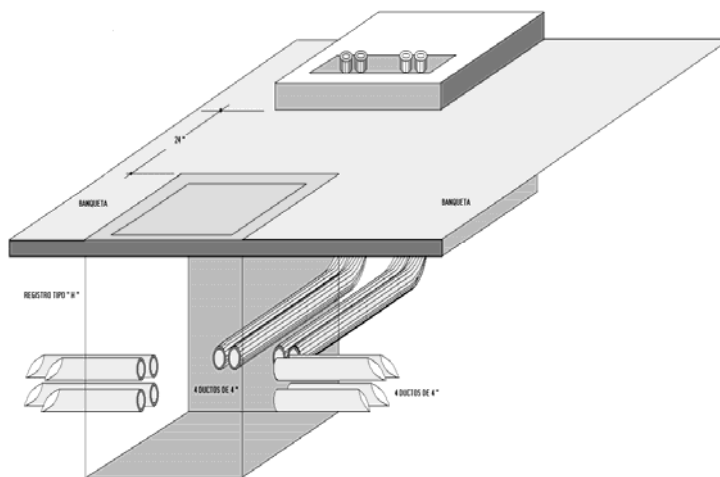
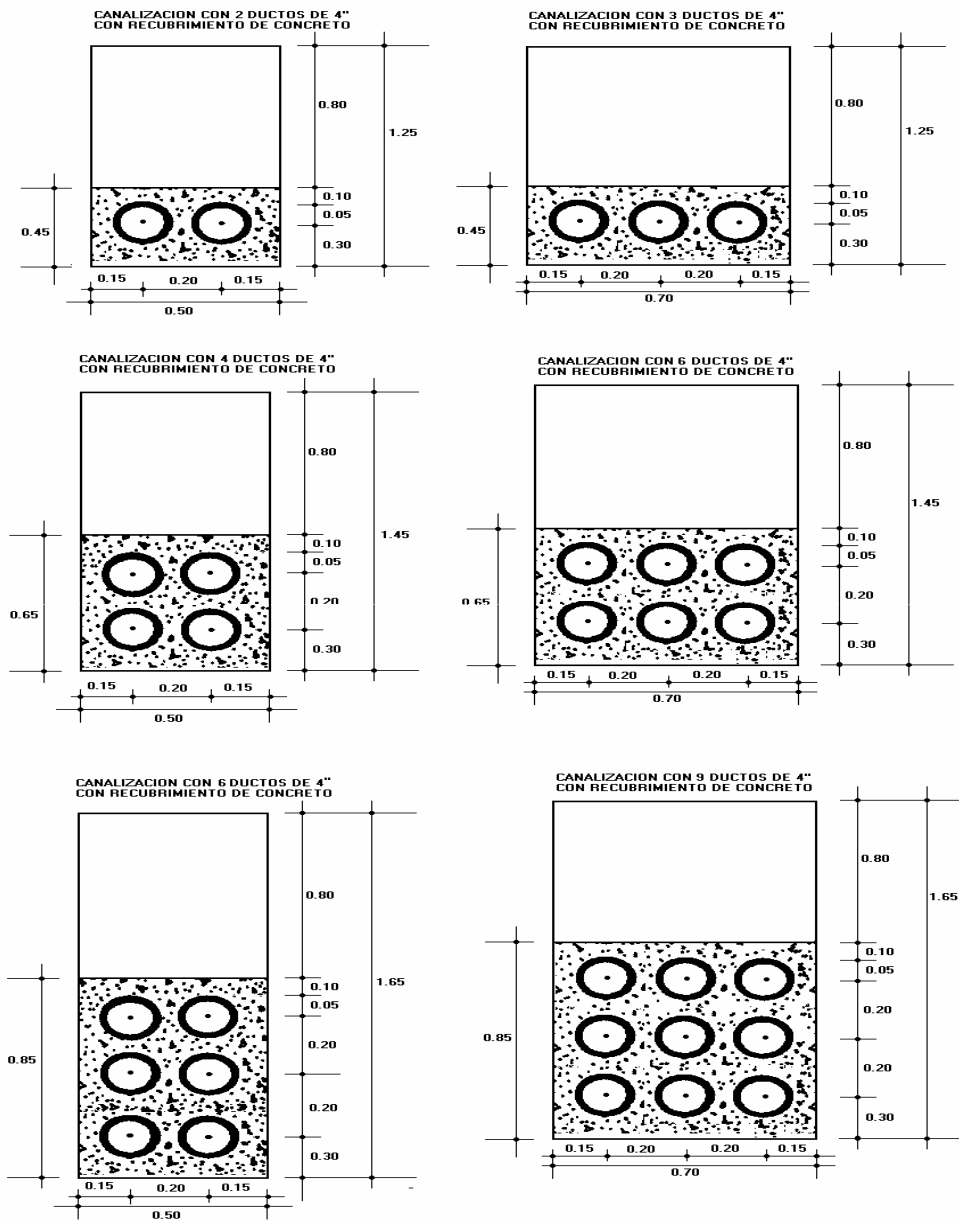


Figura 8b. Conexión de la plataforma de concreto y el registro



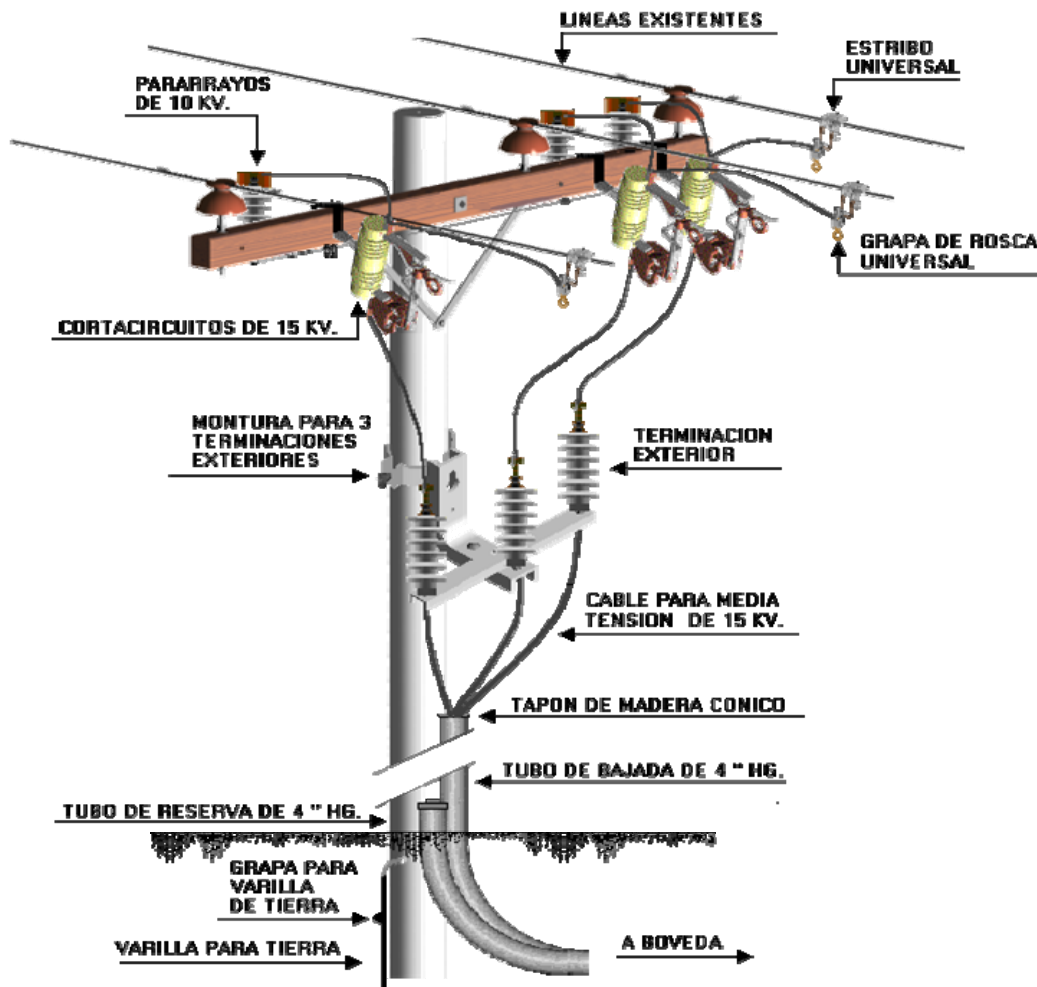
- Canalización de ductos: los tubos HG de 4" que albergarán los cables de alimentación de energía deberán cumplir con las distancias de separación entre ellos, según el número de tubos usados. Ver figura 9.

Figura 9. Canalización de ductos con recubrimiento de concreto



- Vestido de un poste existente de (40 metros): el montaje del equipo para una bajada en media tensión, lo hará un contratista homologado por EEGSA. El interesado instalará los tubos de bajada conduit galvanizado, en el poste de distribución de EEGSA. A manera de irse formando una idea de la nueva instalación se presenta la figura 10, en la que aun no se definen las características eléctricas de las protecciones primarias, como lo son protecciones contra sobretensiones y sobrecorriente que necesariamente se deben de considerar dentro del estudio de la construcción de la subestación eléctrica, esto se estudia con mucho mejor detalle en el capítulo 3.

Figura 10. Acometida primaria



1.6 Conexión de Transformadores

Como los voltajes trifásicos se dan en valores de fase a fase o bien de fase a neutro, los devanados de los transformadores pueden ser conectados tanto en delta como en estrella, teniendo esta última la posibilidad de conectar o no a tierra su neutro. Para la alimentación de cargas que se deben de conectar entre una fase y el neutro, se utilizan conexiones de transformadores que tengan accesible el neutro en el secundario.

Para seleccionar un transformador es necesario conocer las ventajas y desventajas de cada una de las conexiones más utilizadas. Dichas conexiones son:

1.6.1 Conexión: Estrella – Estrella.

Sus características principales son:

- a) Aislamiento mínimo.
- b) Cantidad de cobre mínimo.
- c) Circuito económico para baja carga y alto voltaje.
- d) Los dos neutros son accesibles.
- e) Alta capacitancia entre espiras, que reduce los esfuerzos dieléctricos durante los transitorios debidos a la tensión.
- f) Neutros inestables, si no se conectan a tierra.

1.6.2 Conexión: Delta – Delta.

Es una conexión raramente usada. Se utiliza en tensiones bajas y medias. Sus características son:

- a) En caso de que a un banco de transformadores se le dañe una fase, se puede operar utilizando la conexión delta abierta o V.
- b) Circuito económico para alta carga y bajo voltaje.
- c) Las dos deltas proporcionan un camino cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizante, lo cual elimina los voltajes de tercera armónica.
- d) No se pueden conectar a tierra los puntos neutros. Se necesita utilizar un banco de tierra, lo cual encarece más el banco.
- e) Se necesitan mayores cantidades de aislamiento y de cobre.
- f) La conexión delta se usa con aislamiento total y rara vez se usa para tensiones superiores a 138 KV por el alto costo de aislamiento.

1.6.3 Conexión: Estrella – Delta.

Se acostumbra a usar en transformadores reductores de tensión. Sus características son:

- a) No se puede conectar a tierra el lado secundario.
- b) Se eliminan los voltajes de tercera armónica porque la corriente magnetizante de la tercera armónica se queda circulando dentro de la delta del secundario.

1.6.4 Conexión: Delta – Estrella.

Se acostumbra a utilizar en transformadores reductores de tensión. Sus características son:

- a) Al aterrizar el neutro del secundario se aíslan las corrientes de tierra de secuencia cero.
- b) Se eliminan los voltajes de tercera armónica porque la corriente magnetizante de la tercera armónica se queda circulando dentro de la delta del primario.

2 DATOS DE DISEÑO

2.1 Lado de alta y de baja tensión

Como es de necesario conocer los niveles de voltaje operación de la subestación se hace necesario investigar que servicio corresponde aplicar, para brindar una operación segura para los equipos y cargas a conectar de tal cuenta; a continuación se hace énfasis de estos datos.

2.1.1 Tensión nominal en KV.

Este dato se da en función del estudio de cargas y del tipo de servicio que presta la empresa distribuidora, en la cual se define que debido a que se tienen cargas monofásicas y también trifásicas se tiene:

Tensión nominal del lado de alta tensión: 13.2 KV.

Tensión nominal del lado de baja tensión: 208 V, 120 V.

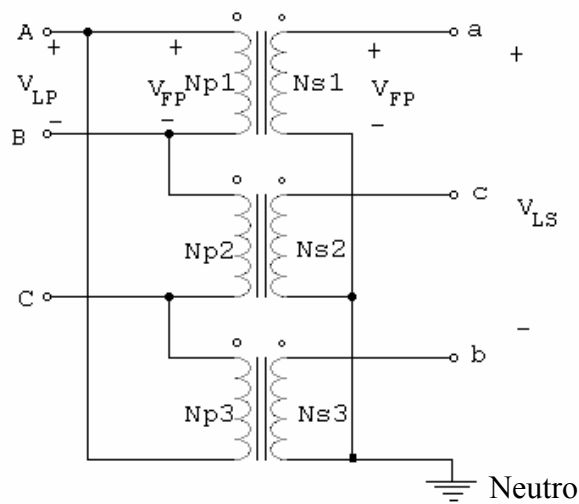
2.1.2 Tipo de conexión del centro de transformación.

Como se pudo estudiar en el capítulo anterior existen diferentes conexiones dependiendo del tipo de servicio y del tipo de cargas a conectar así se determina que conexión conviene seleccionar y por norma de EEGSA en la que el servicio es 120/208 voltios en el secundario, se tiene que la conexión será:

DELTA: para el circuito primario o lado de alta tensión, servicio que entrega EEGSA., con extensión de líneas subterráneas.

ESTRELLA: para el circuito secundario o lado de baja tensión, con neutro puesto a tierra. Ver figura 11.

Figura 11. Conexión delta – estrella del centro de transformación



2.2 Transformador trifásico

El transformador es uno de los elementos mas importantes de una Subestación, por lo tanto, debe ser cuidadosamente seleccionado, no solo desde el punto de vista de su capacidad de transformación, sino también desde el punto de vista de su construcción, durabilidad, garantía del mismo, ventajas respecto a otros, etc.

2.2.1 Transformadores tipo pedestal (pad mounted)

Este tipo de transformador es ideal para ser utilizado en sistemas de distribución subterránea, en centros comerciales, apartamentos, escuelas, edificios de oficinas, etc.

Su construcción es del tipo acorazado, la cual no tiene tornillos externos que puedan ser manipulados por personas no autorizadas; el material de que están construidas sus paredes es sumamente resistente; por ejemplo para transformadores de hasta 1000 KVA, el tipo de lámina es de calibre No. 7 y la pintura que se le aplica debe de tener un espesor de 5 a 7 milésimas, del tipo Polestron, el cual tiene una resistencia a la intemperie de muchos años. En los últimos años, este tipo de transformador ha adquirido gran popularidad, en vista de que es muy seguro y no requiere costosas instalaciones; en este tipo de subestación, tanto los cables de entrada como los de salida, salen por la parte inferior, y se evita así el consiguiente peligro.

2.2.2 Normas técnicas aplicables

Las normas aplicables para el diseño, construcción y los equipos, materiales y accesorios son las siguientes:

- **ANSI** **American National Standards Institute.**
- **IEEE** **Institute of Electrical and Electronic Engineers.**
- **ASTM** **American Society for Testing and Materials.**
- **NECS** **National Electrical Safety Code.**
- **NEC** **National Electrical Code.**
- **AISC** **American Institute of Steel Construction, Inc.**
- **IEC** **International Electrical Committee.**

El equipo, materiales y accesorios tendrán que cumplir con la última revisión de dichas normas aplicables a cada equipo, componente o material que forme parte de esta invitación a ofertar, así también si se utilizan otras normas el proveedor debe indicar la norma utilizada y su equivalente, sin embargo los valores de la norma utilizada, debe tener valores iguales o superiores que los indicados en las normas mencionadas, al igual que debe presentar cuadro comparativo de los valores de la norma utilizada y el

correspondiente a las normas solicitadas. El cumplimiento de las normas se verificará en los catálogos originales del fabricante adjuntos.

2.2.3 Normas con las que (1) transformador trifásico tipo pedestal debe cumplir

- Los transformadores con capacidad nominal continuas en KVA, basadas en una elevación máxima de 65° C promedio en los devanados, plena carga: 75, 150, 300, 500, y 750 KVA.
- Clase de aislamiento de 15 KV.
- Impedancia según capacidad del transformador. Tolerancia $\pm 7.5\%$
Ver tabla X.

Tabla X. Impedancia versus capacidad del transformador

KVA	%Z (Ω)
75	3
150	3
300	5
500	5
750	5.75

**Fuente: Norma CADAPE. Aplicación de transformadores trifásicos tipo pedestal.
Especificaciones código NT-DV-01-09-044-02.**

- Los fusibles deberán estar coordinados entre si para brindar el rango completo de protección. El fusible limitador operará solo en caso de fallas internas en el transformador.
- La cubierta de los transformadores tipo pedestal esta integrada por un módulo donde se encuentra el tanque del transformador y el otro módulo donde se encuentran las conexiones, los cuales formarán un conjunto integrado.
- La unidad no presentará bordes, salientes ni aristas agudas o cortantes. No tendrá tuercas ni elementos de fijación que sean removibles externamente.
- Será construida a prueba de intrusos.
- El fabricante deberá presentar certificados de pruebas de los transformadores a adquirir.
- La placa característica será metálica e inoxidable fijada al fondo del compartimiento de conexiones. Tendrá la siguiente información en español:

1. Tipo de transformador (pedestal).
2. Nombre del fabricante.
3. Numero de serial.
4. Año de fabricación.
5. Número de fases.
6. Frecuencia.
7. Capacidad (KVA).
8. Voltaje nominal primario (voltios).
9. Voltaje nominal secundario (voltios).
10. Voltaje nominal en cada derivación (voltios).
11. Nivel básico de aislamiento BIL (KV).
12. Aumento promedio de temperatura en devanados (° C).
13. Temperatura ambiente promedio diaria (40° C).
14. Impedancia (%).
15. Peso total aproximado (Kg).

16. Diagrama de conexión (Unifilar).
17. Identificación del líquido aislante.
18. Litros aproximados del líquido aislante.

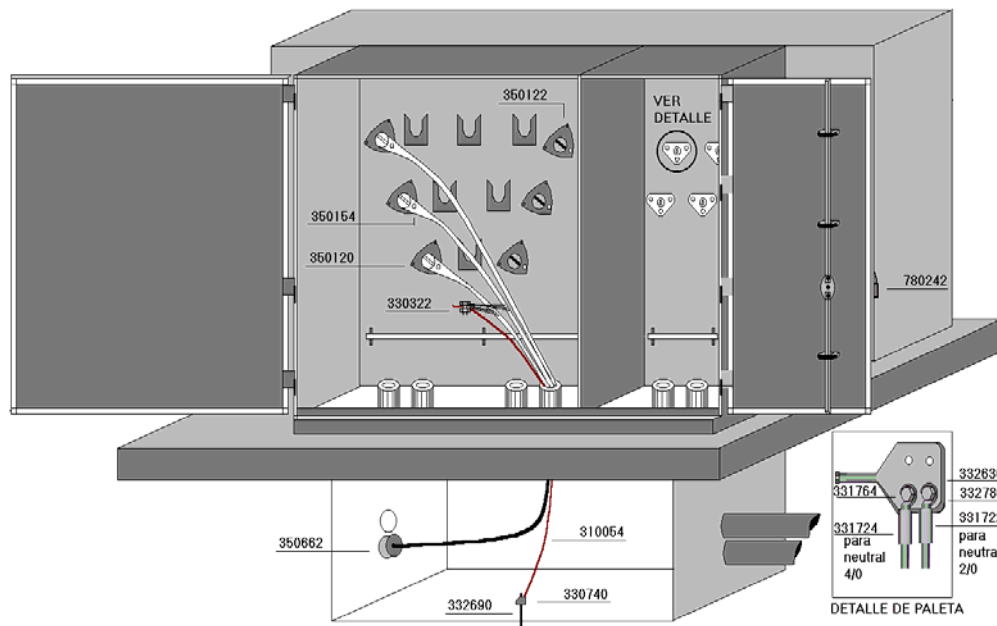
2.2.4 Requerimientos técnicos para el suministro de (1) transformador tipo pad mounted

Según las necesidades de la Universidad de San Carlos; se realizó el estudio de la mejor opción en relación al tipo de instalación y medición de la energía, la cual será:

- a) Debe ser de marca de reconocido prestigio internacional.
- b) Tipo padmounted 500 KVA Frente Muerto.
- c) Con terminales tipo paleta NEMA 4 en Baja Tensión.
- d) Aislador en aceite dieléctrico libre de PCBS.
- e) Temperatura ambiente 40°C.
- f) Devanado de aluminio.
- g) Impedancia porcentual no menor a 5%.
- h) Con cinco Taps uno nominal 13.8 KV y 2 a cada lado con una variación de 2.5% cada uno de operación sin carga y sin tensión.
- i) Conexión Delta en el primario 13.8 KV.
- j) Conexión Estrella con neutro solidamente aterrizado en el secundario 120/208 voltios.
- k) El neutro deberá estar accesible para conexión y medición.
- l) Nivel Básico de aislamiento al impulso (BIL) devanado primario: 125 KV.
- m) Nivel Básico de aislamiento al impulso (BIL) devanado secundario: 34 KV.
- n) Altura de montaje hasta 1500 msnm.
- o) Acceso de los cables de potencia y de baja tensión: Subterráneo.
- p) Sin protección de fusibles incorporado.
- q) Debe tener indicador de temperatura del transformador.

- r) Debe tener indicador del nivel de aceite del transformador.
- s) Construido conforme normas ANSI, IEEE C57-12 de la última revisión.
- t) Deberán incluirse las Terminales para conexión tipo Codo con aislamiento para 25 kV, con capacidad para instalación de pararrayos.
- u) Deberá proporcionarse Seis (6) pararrayos tipo Codo de 18 KV de voltaje nominal.
- v) Color de Pintura exterior Verde.
- w) Válvulas para drenaje y llenado de Aceite.
- x) Se deberá entregar Completamente lleno de aceite.
- y) Con acceso al devanado principal por la parte superior en caso de mantenimientos mayores.
- z) Si es sellado deberá tener manómetro de presión de nitrógeno.

Figura 12. Transformador trifásico, tipo pad mounted de frente muerto



A continuación se presentan en la tabla XI, los códigos y materiales más importantes que corresponden a la figura 12, para instalación de un transformador trifásico tipo pad mounted, con cable 1/0, 15 KV tipo URD, en remate, exigidos por EEGSA.

Tabla XI. Materiales para la instalación del transformador pad mounted

CÓDIGO	MATERIAL	CANTIDAD
310054	Cable de cobre no. 21.2 mm ² (4)	6
330322	Conector universal para 21.2 mm ² (4) cobre	8
330740	Grapa "t-a" para varilla de tierra	1
331722	Terminal de compresión aislado para 78.65 mm ² (2/0)	1
331724	Terminal de compresión aislado para no. 107.2 mm ² (4/0)	3
331764	Tornillo de bronce de 12.7 x 57.15 mm (½" x ¼")	4
332630	Tuerca de bronce de 12.7 mm (½")	4
332690	Varilla para conexión de tierra	1
332786	Arandela de presión de acero de 12.7 mm (½")	4
350120	Bushing cat. jlb-2-b-2	1
350122	Bushing con pararrayos elastimold 167bsa-10	1
350154	Codo rompe carga para no. 1/0 15 kv. URD	1
350662	Tapón cónico m-127.0 mm/(5") b. sup. 88.9 mm inf. 107.95 mm (4¾)	4
780242	Candado master no. 2 reg. 2359	1

Fuente: EEGSA. Centros de transformación U.B.C. 2-1645-10. Plano 774496

2.3 Condiciones geográficas para el diseño de fábrica

- **Temperatura promedio máxima y mínima**
 - Temperatura mínima: -10 grados Centígrados.
 - Temperatura máxima: 40 grados Centígrados.
 - Temperatura promedio al día: 30 grados Centígrados.
- **Velocidad máxima del viento**
 - 100 Km/h
- **Humedad relativa máxima**
 - 100%
- **Altura sobre el nivel del mar**
 - 1500 msnm.
- **Fuerza sísmica**
 - Aceleración de 0.5 g Horizontal y 0.5 g Vertical.
- **Contaminación**
 - Ambiente seco y limpio: Esta condición evita en el transformador pérdida de aislamiento entre las partes activas, efecto que se presenta cuando los transformadores se encuentran ubicados en ambientes sucios, además esto, denota que en dichas bóvedas se realiza alguna labor de mantenimiento.

2.4 Conexión a tierra

Es un sistema de conductores, de los cuales un de ellos o un punto de los mismos esta efectivamente aterrizado, ya sea en forma sólida o a través de un dispositivo limitador de corrientes no interrumpible. Efectivamente puesto o conectado a tierra a través de una conexión a tierra o conexión de suficiente baja impedancia y de capacidad de

conducción de corriente para limitar la formación de tensiones a niveles menores de aquellos que resultarían en daños a las personas o a los equipos conectados.

- Artículo 31. Electrodo de puesta a tierra: cuando se utilicen electrodos artificiales, estos deberán penetrar, tanto como sea posible por debajo de un nivel de humedad permanente y adecuado para el sistema eléctrico de que se trate. En todos los casos, los electrodos de puesta a tierra deberán ser de cobre y otros metales o aleaciones que minimicen la corrosión durante su vida útil prevista. Toda la superficie externa de los electrodos deberá ser conductora, esto es, que no tenga pintura, esmalte y otra cubierta aislante. La cantidad y tamaño de los electrodos a seleccionar deberá considerar sus limitaciones de descarga de corriente y no deberán ser menores de 2.40 m de longitud y 12.5 mm de diámetro.
- Artículo 32. Medios de conexión a electrodos: hasta donde sea posible, las conexiones a los electrodos deberán ser accesibles. Los medios para hacer estas conexiones deberán proveer la adecuada sujeción mecánica, permanencia y capacidad de conducción de corriente, tal como los siguientes:
 - Una abrazadera, accesorios o soldadura permanentes y efectivos.
 - Un conector de bronce con rosca, que penetre bien ajustado en el electrodo.
 - Los electrodos artificiales o las estructuras conectadas a tierra deberán separarse por lo menos 3.00 m de líneas de tuberías usadas para la transmisión de líquidos o gases inflamables que operen a altas presiones (10.5 Kg/cm² o más), a menos que estén líquidos eléctricamente protegidos catódicamente como una sola unidad.
 - Cualquier recubrimiento de material no conductor, tal como esmalte o moho que este presente sobre las superficies de contacto de electrodos en

el punto de la conexión, deberá ser removido completamente donde se requiera, a fin de conservar una buena conexión.

- Artículo 33. Resistencia a tierra: el sistema de tierras deberá consistir de uno o más electrodos conectados entre sí. Este sistema deberá tener una resistencia a tierra suficientemente baja, para minimizar los riesgos a las personas, en función de la tensión de paso y de contacto.-
- 33.4. Subestaciones: el objetivo es que el máximo incremento de potencial a tierra sea menor de 5,000 voltios. La tabla XII, se muestra los valores máximos permitidos de la resistencia de la red de tierras en una subestación, en función de su capacidad.

Tabla XII. Resistencia de red de tierras para una subestación

VALORES PERMITIDOS DE RESISTENCIA DE RED DE TIERRAS EN OHMIOS DE UNA SUBESTACIÓN, SEGÚN CAPACIDAD DE LA SUBESTACIÓN EN MVA	
menor de 1 MVA	3 ohmios
de 1 hasta 10 MVA	2 ohmios
de 10 hasta 50 MVA	1 ohmios
de 50 hasta 100 MVA	0.5 ohmios
mayor de 100 MVA	0.2 ohmios

Fuente: Norma NTDOID. Artículo 33.4, tabla No. 17. Pág. 46.

2.4.1 Lista de materiales para la red de tierras en estudio

Algo muy importante que aquí se debe de mencionar es que las soldaduras de las conexiones a tierra y a electrodo se deberán realizarse con soldadura exotérmica Cadwell.

En la tabla XIII se muestran todas las cantidades y materiales necesarios para la construcción de la red de tierras de la nueva subestación.

Tabla XIII. Materiales para la construcción de la red de tierras

MATERIALES	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO
Conductor AWG 2/0 de cobre (Cu) desnudo	100	Q 39.76
Empalme Cadwel 2/0 AWG, tipo X	90	Q 96.98
Empalme Cadwel 2/0 AWG, tipo T	16	Q 77.58
Empalme Cadwel 2/0 AWG, derivación a varilla	4	Q 102.68
Molde Cadwel 2/0, tipo X	1	Q 1369.08
Molde Cadwel 2/0, tipo T	1	Q 1369.08
Molde Cadwel 2/0, derivación a varilla	1	Q 1597.28
Molde Empalme a cable 2/0, tipo cc	1	Q 1118.08
Empalme cc 2/0 AWG	8	Q 66.17
Empalme en entallar 2/0 AWG	16	Q 47.92
Varilla cobre (Cu) 5/8 " x 8'	4	Q 63.89
Bentonita	8 sacos	Q 54.76
Cloruro de Magnesio	10 Lbs.	Q 13.69
Caja de registro tipo Contador de agua	4	Q 51.34

El cálculo de la resistencia de la malla de tierras se puede realizar con la ecuación de Laurent-Niemann:

$$R = \frac{\rho}{4 * r} + \frac{\rho}{L}$$

Siendo: R = la resistencia a tierra en ohmios
 ρ = la resistencia específica en ohm-metro
 R = el radio en m de un círculo de área equivalente a la malla
 L = la longitud del cable enterrado en metros.

Si $\rho = 22$ Ohm-metro y $R = 3 \Omega$, entonces se empieza definiendo el radio de un círculo

$$\text{con } r = \frac{\rho}{4 * R} \Rightarrow \frac{22 \Omega - m}{4 * 3 \Omega} = 1.833 \Omega$$

Le sacamos un 11% más a este valor de r y luego calculamos el área del círculo equivalente como sigue:

$$1.833 * 0.11 = 2.034 \text{ m} \Rightarrow A_c = \Pi (2.034)^2 = 13 \text{ m}^2.$$

De aquí se escoge el área de un cuadrado que equivalga 13 m^2 , consiguiendo que se pueda tener un cuadrado de $3.6 \text{ m} * 3.6 \text{ m} = 12.96 \text{ m}^2$

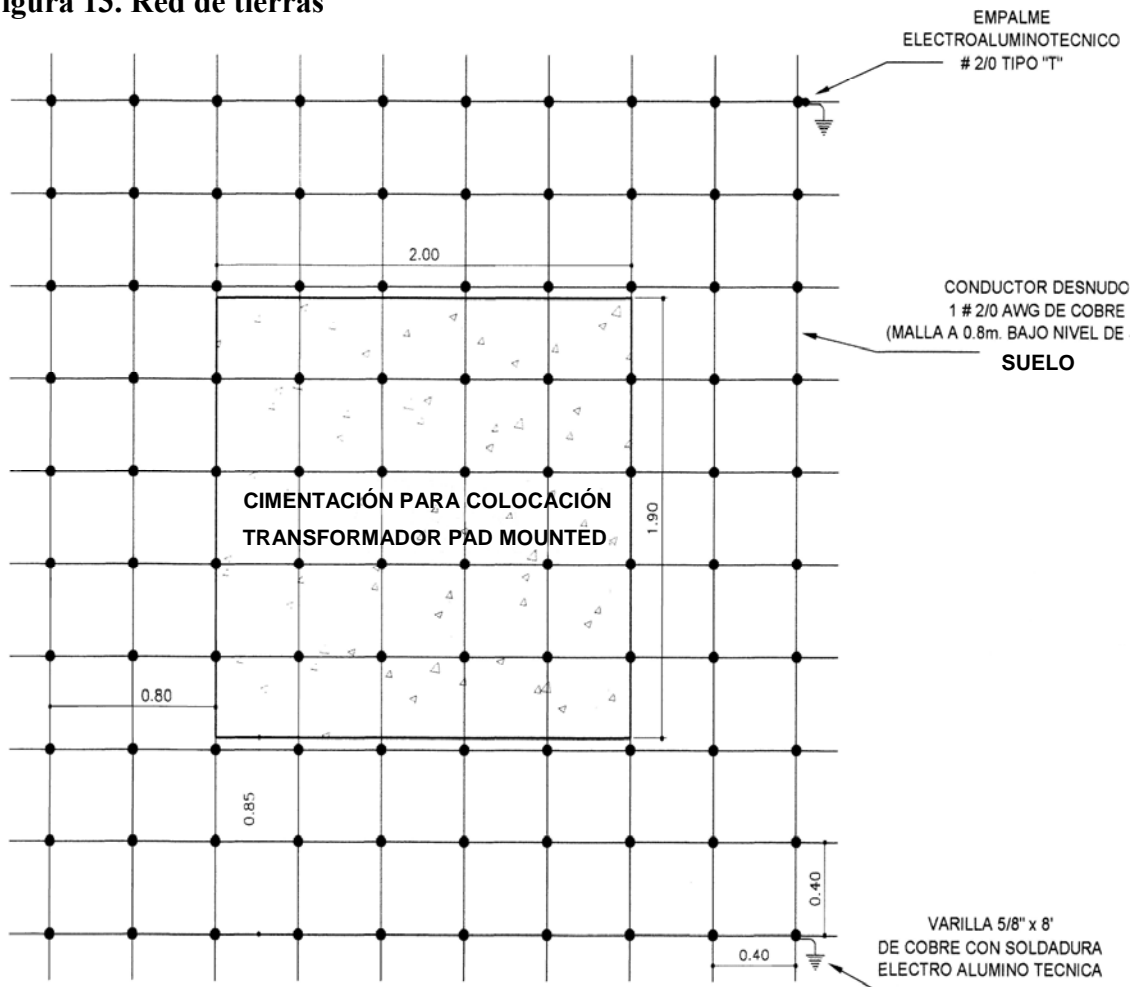
L será entonces la distancia de cada lado del cuadrado $L = 9 * 0.4 \text{ m} + 9 * 0.4 \text{ m} = 65 \text{ m}$

Y probando nuevamente en la ecuación completa se tiene que:

$$R = \frac{22}{4 * 2.034} + \frac{22}{65} = 3.03 \Omega, \text{ quedando entonces definido que se necesitan 10}$$

conductores espaciados 0.4 metros de un lado del cuadrado y 10 conductores espaciados 0.4 metros en el otro lado del cuadrado. En la figura 13 se muestra tal malla, y que puede ser la mejor opción para nuestro caso.

Figura 13. Red de tierras



- La estructura de la base de concreto, se deberá conectar a la malla de aterrizaje del neutro.
- Se colocara un colchón de piedrín de 1/4" con 0.10 m de espesor y un área de 3.6x3.20 m, menos el área del pad mounted de 500 KVA.
- La base del pad mounted de 500 KVA deberá salir 0.10 m del nivel del suelo.

2.5 Diagrama unifilar

El diagrama unifilar de una subestación eléctrica es el resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo mayor que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos.

El diseño de una instalación eléctrica tiene su origen en el diagrama unifilar correspondiente, que resulta del estudio de las necesidades de carga de la zona en el presente y con proyección a un futuro de mediano plazo.

La elección del diagrama unifilar de una subestación depende de las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el sistema.

El diagrama de conexiones que se adopte, determina en gran parte el costo de la instalación. Este depende de la cantidad de equipo considerado en el diagrama lo que a su vez repercute en la adquisición de mayor área de terreno y, finalmente en un costo total mayor.

Por otra parte, en la realización de un mismo diagrama de conexiones, se pueden adoptar diferentes disposiciones constructivas, que presentan variaciones de la superficie ocupada, en función del tipo de barras, del tipo de estructuras, de la mayor o menor sencillez de la instalación, etc., mismas que también repercuten en el costo final de la subestación.

Los criterios que se utilizan para seleccionar el diagrama unifilar más adecuado y económico de una instalación son los siguientes:

- a) Continuidad de servicio.

- b) Versatilidad de operación.
- c) Facilidad de mantenimiento de los equipos.
- d) Cantidad y costo del equipo eléctrico.

Con base a lo anterior, a continuación se describe el diagrama unifilar seleccionado.

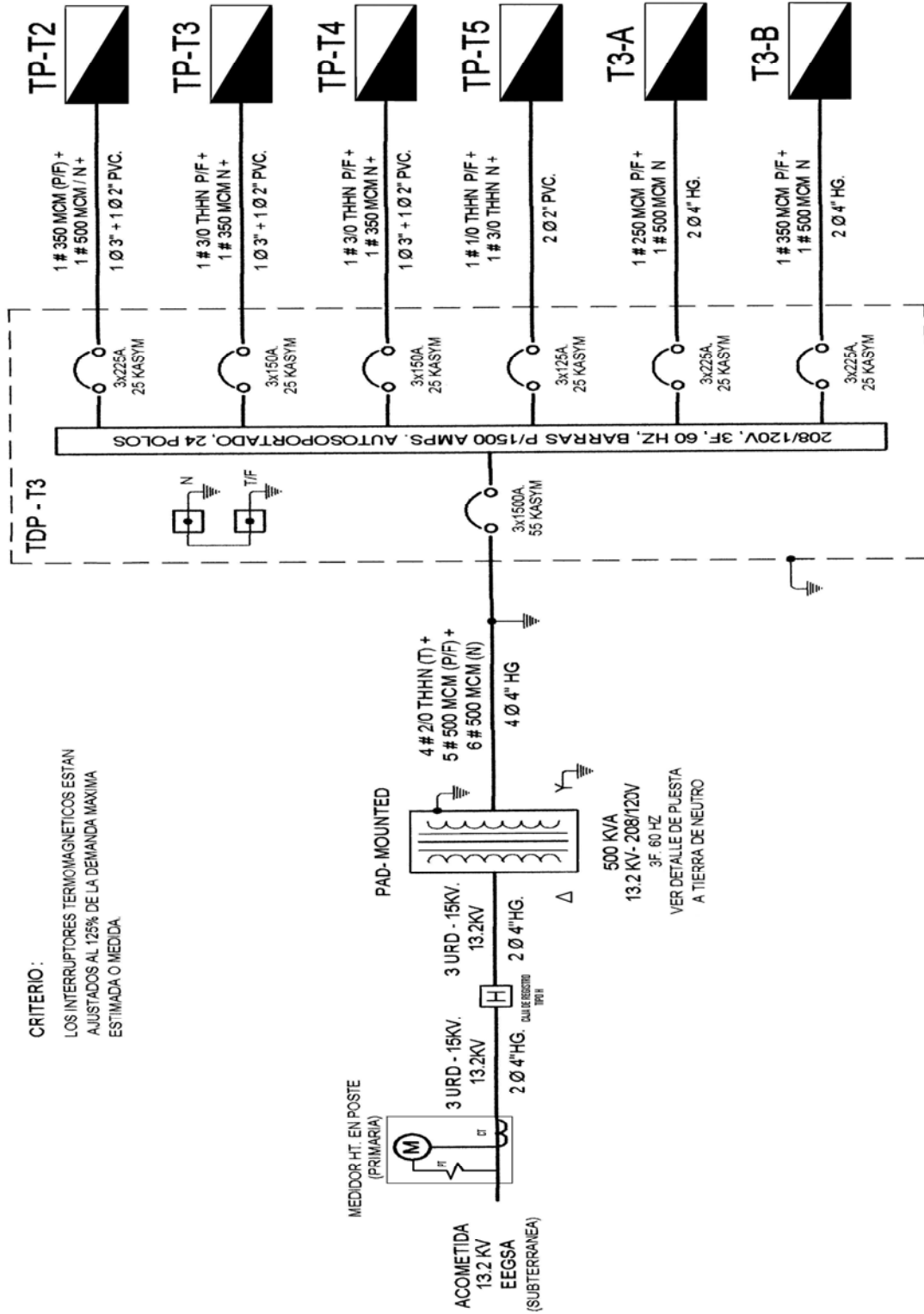
2.5.1 Sistema simple radial

El sistema simple radial recibe la energía en una sola subestación, que baja el voltaje a nivel de utilización. En la mayoría de los casos, el bus de salida de la subestación pasa directamente a un interruptor termomagnético, llamado interruptor principal, que deberá tener la capacidad nominal necesaria para no dispararse cuando el banco de transformadores trabaja a capacidad nominal, además, la capacidad interruptiva necesaria para limpiar cualquier corriente de corto circuito antes que dañe el transformador y a el mismo.







Los buses o alimentadores en bajo voltaje, salen del tablero principal mediante dispositivos de protección, como interruptores termomagnéticos, hacia las cargas grandes o subtableros encargados de la distribución de la energía a los puntos finales, como se muestra en la figura 14.

La ventaja de este sistema es que la totalidad de las cargas se encuentran alimentadas por una sola fuente, por lo que el factor de diversidad de las mismas reduce la capacidad del transformador o banco a instalar. Sin embargo la regulación de voltaje en este sistema es pobre, ya que los alimentadores son de bajo voltaje y se encuentran alimentados por una sola fuente. Cualquier falla en la subestación o bus alimentador provoca la interrupción del servicio en la totalidad de las cargas, y el servicio no podrá ser reinstalado hasta que no se encuentre reparada la misma. Si la falla es en un circuito alimentador secundario, todas las cargas asociadas al mismo quedaran fuera de servicio.

Figura 14. Diagrama unifilar subestación-T3



SIMBOLOGÍA

SIMBOLO	SIGNIFICADO	
	TRANSFORMADOR PAD-MOUNTED 13.2 Kv - 120/208 V, 3F, 60 Hz, 500 Kva.	
	SISTEMA SOLIDAMENTE ATERRIZADO	
 TDEG	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA GENERAL (RED DE SERVICIOS INTEGRADOS)	
 TPG	TABLERO ELECTRICO PRINCIPAL GENERAL	
— PVC	TUBERIA PVC DE DIAMETRO INDICADO, SUBTERRANEA	
— HG	TUBERIA HG DE DIAMETRO INDICADO, AEREA	
	CAJA DE REGISTRO TIPO "H" NORMA EEGSA (NUEVA)	
	CAJA DE REGISTRO EXISTENTE	
	INDICA QUE SUBE TUBERIA	
	CAJA DE REGISTRO TIPO CONDULET	
	CAJA DE REGISTRO PARA EMPALMES DE CARGA ACTUAL DEL EDIFICIO	

3 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

3.1 Dispositivos de protección

Los dispositivos de protección tienen por objeto resguardar la seguridad de los equipos de la subestación en el caso de sobretensiones, sobrecargas y cortocircuitos, que pudieran causar incendios y otros daños, en todo circuito, la corriente máxima que pueda circular debe quedar limitada de acuerdo al diseño y capacidad de conducción de corriente (ampacidad) de los conductores, en función de la intensidad y del tiempo, ya que el incremento de la temperatura es función de estos dos factores.

3.2 Funciones del sistema de protección

- a) Liberar fallas permanentes, aislando la parte con problemas del resto del sistema.
- b) Minimizar el número de fallas permanentes, desenergizando los circuitos con desperfecto temporal previendo que las mismas puedan desembocar en fallas permanentes.
- c) Minimizar el tiempo utilizado para la ubicación del lugar en donde ocurrió la falla.
- d) Prevenir daños en los equipos y líneas, liberando las fallas antes de que ocurran daños en los mismos.
- e) Minimizar la probabilidad de cristalización de conductores.

3.3 Protección de subestaciones de distribución

Los sistemas eléctricos están expuestos a variados tipos de contingencias, tales como sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, maniobras en el sistema (desconexión o conexión de disyuntores en las redes), pérdidas de carga efecto ferranti y cortocircuitos en los distintos puntos de la red.

Para proteger al personal y a los mismos equipos de la subestación, deben introducirse medios de protección para evitar en lo posible accidentes o pérdidas de suministro de la energía según sea el caso. Por lo tanto, al diseñar o proyectar una subestación, deberá dársele especial énfasis a la introducción de los mecanismos necesarios para su protección, los cuales cubren una gama muy amplia de posibilidades, las más importantes de acuerdo con el enfoque de este estudio son:

3.4 Descargas atmosféricas

Las descargas atmosféricas son la causa más frecuente de sobrevoltaje en sistemas de distribución; como se ha mencionado anteriormente, el voltaje de operación de 13.2 KV, es el voltaje que se utiliza en nuestro medio para la distribución a media tensión, y dado que los sobrevoltajes externos son más importantes a niveles por debajo de 230 KV., se deduce que los sobrevoltajes externos son los más importantes en las líneas de distribución.

3.5 Operación y maniobra de interruptores

La operación de desconectadores y equipo protector de sobrecorrientes produce voltajes transitorios de corto tiempo conocidos como sobretensiones de maniobra.

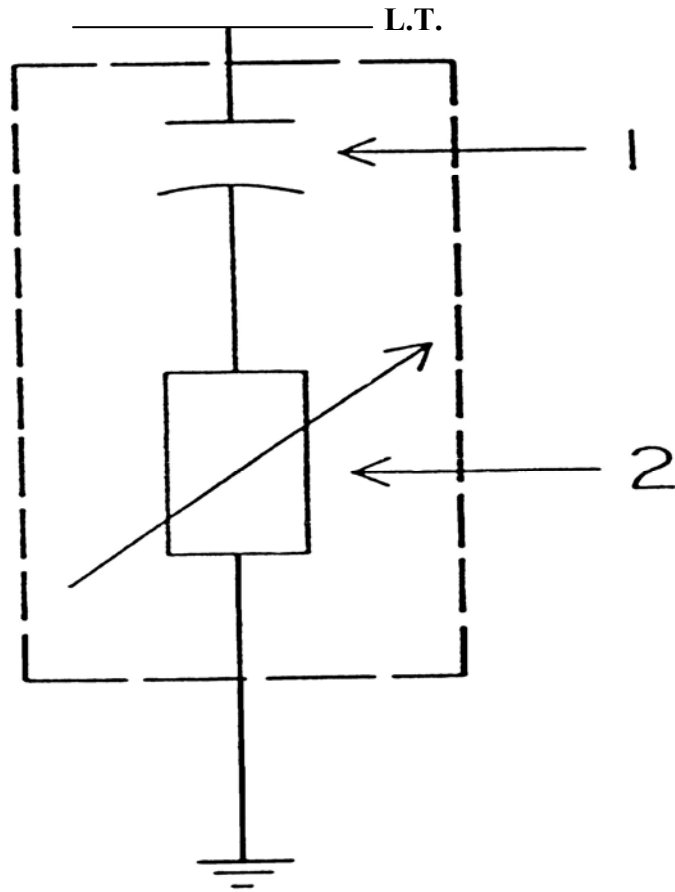
El funcionamiento normal de estos aparatos no debe producir voltajes que excedan dos veces el valor nominal, por lo que es de esperarse que no se produzcan salidas que afecten el equipo o la operación de los pararrayos.

Sin embargo, la operación impropia o inadecuada del equipo puede producir sobretensiones de magnitud mas grande, por ejemplo, el fenómeno de arqueo en un disyuntor para desconectar bancos de capacitares, y puede resultar en un voltaje 3 veces el normal; voltajes en el orden de 2.5 veces si se pueden considerar aceptables según la **General Electric**. Dentro de los dispositivos de protección, están los pararrayos, que cumplen la función de disipar a tierra los sobrevoltajes.

3.6 Los pararrayos

Los utilizados más comúnmente son los del tipo conocido como autovalvular, un pararrayos de este tipo esta constituido por un explosor y una resistencia en serie. El explosor esta ajustado para que salte la descarga entre sus electrodos a cierta tensión, denominada tensión de arqueo del pararrayos, lo que establece la conexión con tierra a través de la resistencia, después de la disminución del valor de la sobretensión, el explosor suprime a su próximo paso por cero la corriente de la red, que se restablece a la tensión de servicio, pero cuya intensidad esta limitada por la resistencia, por lo tanto, la línea queda separada de tierra. La resistencia esta constituida por un material que tiene la característica de variar sus propiedades de conducción con rapidez, que disminuye cuando mayor es la tensión aplicada, adquiere un valor elevado cuando esa tensión es reducida, o sea que tiene una característica de resistencia eléctrica muy adecuada para el funcionamiento del pararrayos, dado que a la tensión de servicio opone mucha resistencia al paso de la corriente, mientras que en caso de sobretensión, su resistencia eléctrica disminuye, y permite así la fácil descarga a tierra con la consiguiente eliminación de la sobretensión. Los pararrayos del transformador padmounted deben ser de 10 KV y MCOV 8.4 KV. Ver figura 15.

Figura 15. Esquema del principio de un pararrayos tipo autovalvular

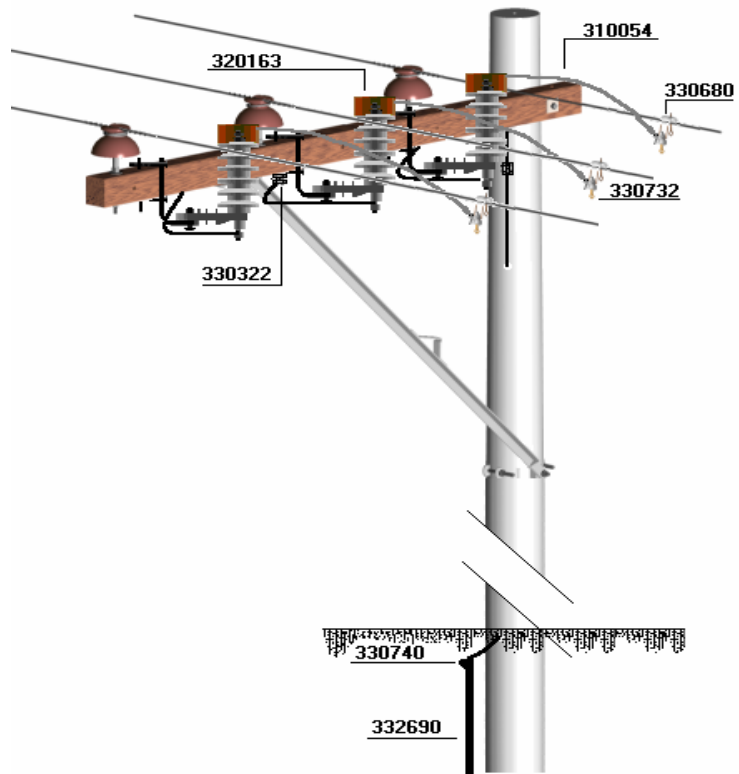


1. - Explosor de arqueo y extinción.
2. - Resistencia variable. (de Oxido de Zinc.)

3.7 Localización de los pararrayos

En la figura 16 se muestra la localización de la protección primaria contra sobretensiones debida específicamente a descargas atmosféricas, y los códigos de los componentes homologados por EEGSA.

Figura 16. Localización de los pararrayos



EEGSA, utiliza pararrayos de línea, 3 Fases 1/0 en BAND. 96" P/PC, montados en el crucero. A continuación se listan los materiales homologados por EEGSA, que se requieren en su instalación, en la tabla XIV.

Tabla XIV. Materiales para la instalación de pararrayos

CÓDIGO	MATERIAL	CANTIDAD
310054	Cable de cobre No. 21.2 mm ² (4)	25
320163	Pararrayos de 10 kV. para distribución tipo C	3
330254	Conector de compresión WR 189	1
330322	Conector Universal para No. 4 Cobre	6
330680	Estribo Universal para No. 53.5 mm ² (1/0)	3
330732	Grapa de rosca universal	3
330740	Grapa de cobre "T-A" para varilla de tierra	1
332690	Varilla para conectar a tierra	1

Fuente: EEGSA. Materiales y ubicación. U.B.C. 2-1036-10, Plano 773436

3.8 Protección contra fallas internas en instalaciones o los equipos

Las fallas internas en las instalaciones son básicamente provocadas por cortocircuitos o condiciones anormales de operación del sistema.

Para estas fallas, se utiliza la protección de sobrecorriente, la cual debe cumplir con lo siguiente:

- Lado primario: cada transformador deberá estar protegido por un dispositivo de sobrecorriente individual en la conexión primaria, ajustado entre el 10 al 25% de la corriente nominal en el primario del transformador.

- Lado primario y secundario: un transformador que tenga una protección de sobrecarga en la conexión secundaria, ajustada del 10 al 25% de la intensidad secundaria nominal del transformador, o un transformador equipado con una protección térmica de sobrecarga coordinada por el fabricante, no necesita tener una protección de sobrecarga individual en la conexión primaria, siempre que se cuente con una protección de sobrecorriente, ajustada para actuar en caso de corto circuito.

Los fusibles se han utilizado desde los inicios de la historia de la electricidad. Básicamente consisten en un elemento metálico que tienen una baja temperatura de fusión, y que al ser atravesado por la corriente, desarrolla una cantidad de calor de acuerdo a la ley de Joule, ocasionando la elevación de la temperatura, y finalmente la fusión del propio elemento, interrumpiendo así el circuito.

3.9 Cortacircuitos y fusibles

Se utilizan ampliamente en sistemas de distribución para proteger ramales relativamente cortos o de poca importancia. Los parámetros que es necesario conocer para una correcta aplicación son:

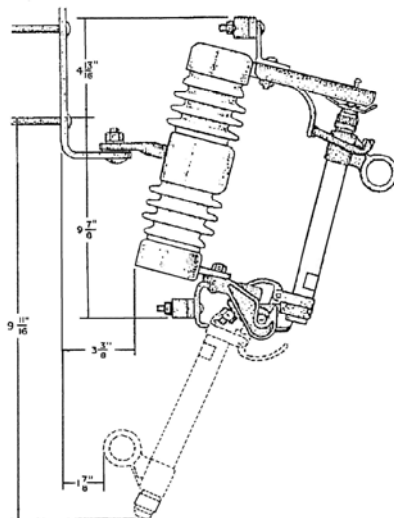
- Capacidad nominal en amperios. Esta es la corriente máxima que puede llevar un corto circuito sin sufrir daño ni alteración. Normalmente se utilizan cortacircuitos de 100 A. y de 200 A.
- Capacidad de interrupción en Amperios. Es la máxima falla que puede interrumpir un dispositivo sin sufrir daños ni alteración. En el caso de los cortacircuitos, el de 100 A. puede interrumpir hasta 10000 A. y el de 200 A. puede interrumpir hasta 16 mil A.

Su funcionamiento se puede comprender haciendo referencia a la figura 17 que se muestra, el elemento fusible es el que se funde cuando la corriente que circula por el llega a un valor. El cortacircuito se compone del tubo portafusible que es donde se coloca el listón, el aislamiento y los herrajes que sirven para conectarlos a las líneas y colocarlos en el poste correspondiente.

El tubo portafusible en su interior tiene un revestimiento de boro. Cuando la corriente en el listón llega a valores iguales o superiores al valor con el cual este empieza a fundirse, se forma un arco que a su vez estimula la emisión de gases en el revestimiento del tubo, gases que ayudan a interrumpir el arco.

También tienen un resorte en la parte inferior que cuando se quema el listón fusible, hace que el tubo se suelte de la parte superior ayudando a alargar o a extinguir el arco.

Figura 17. Cortacircuitos



En la figura 18 se da un arreglo completo de la protección primaria, en la que se dan los códigos de los materiales homologados por EEGSA requeridos para su instalación.

Figura 18. Protección primaria

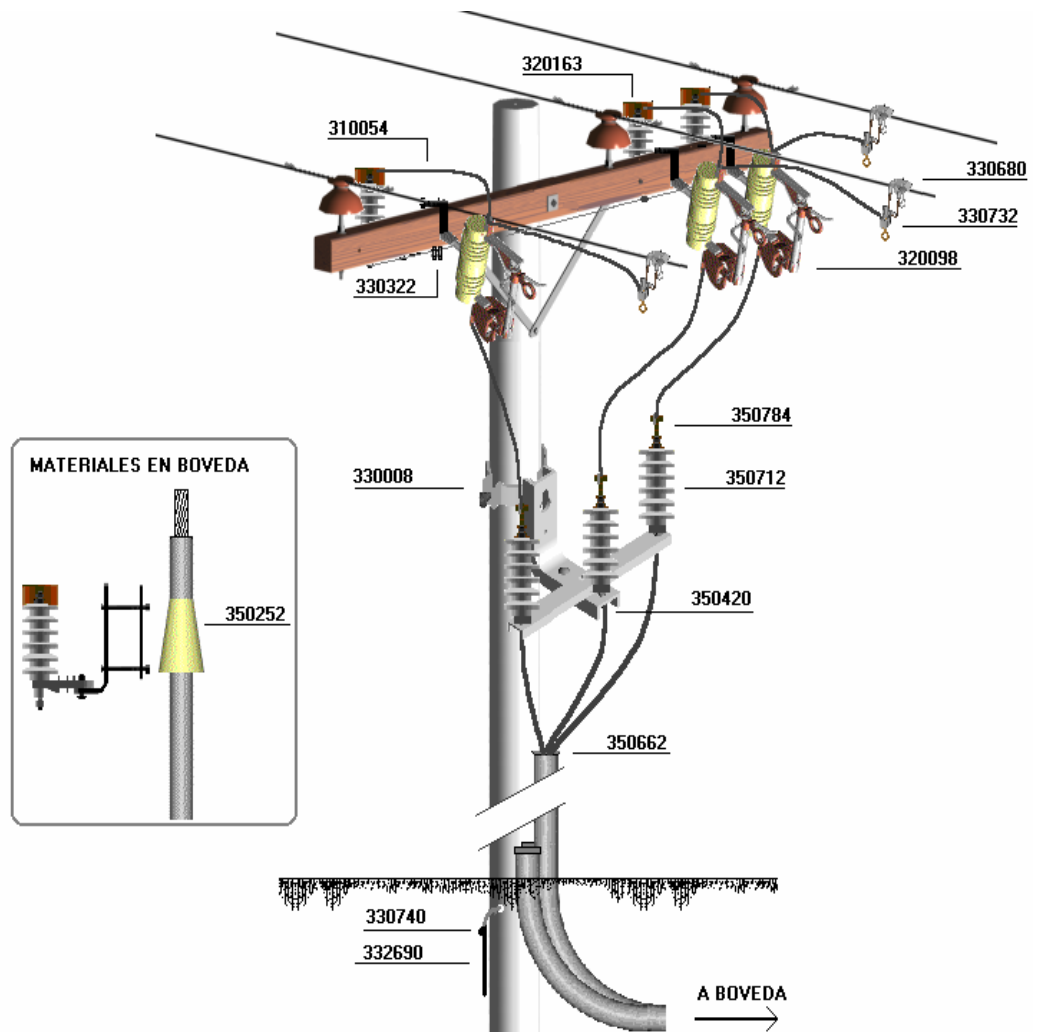


Tabla XV. Materiales para la instalación de protecciones primarias

CÓDIGO	MATERIAL	CANTIDAD
310054	Cable de cobre No. 21.2 mm ² (4)	18
320098	Cortacircuito de 15 KV. 100 Amp.	3
320163	Pararrayos de 10 KV. Ox. De Zinc para distribución.	6
330008	Abrazadera doble de 177.8 a 228.6 mm. (7" a 9")	1
330254	Conector de compresión WR 159	3
330322	Conector universal para No. 4, cobre	4
330680	Estribo universal para No. 53.5 mm ² (1/0)	3
330732	Grapa de rosca universal	3
330740	Grapa de cobre "T-A" para varilla de tierra	1
332690	Varilla para conectar a tierra	1
350252	Conos interiores No. 35-MSC-FG para cable No. 53.5 (1/0) 15 kV. URD.	3
350420	Montura para terminación exterior P.S.C.	1
350662	Tap. Cónico. M-127.0 mm (5") base Sup. 88.9 mm (3-1/2") Inf. 120.65 mm (4-3/4")	2
350712	Terminación exterior para cable No. 53.5 mm ² (1/0) 15 KV. URD.	3
350784	Terminal para terminación exterior No. 53.5 mm ² (1/0) 15 KV. URD.	3

Fuente: EEGSA. Tres fases un cero. U.B.C. 2-0942-10, Plano 773282

4 DISTANCIAS DE DISEÑO

4.1 Nivel de aislamiento

En una subestación eléctrica, una vez determinada la tensión de operación, que para nuestro caso es de 13.2 KV, para el lado de alta tensión, se fija el nivel de aislamiento que, en forma indirecta, fija la resistencia de aislamiento que debe tener un equipo eléctrico, para soportar sobretensiones.

Estas pueden tener precedencias como hemos visto:

- externas: la debida a descargas atmosféricas (rayos).
- Internas: debida a maniobras de interruptores.

El nivel de aislamiento de una subestación se fija en función de la tensión nominal de operación, de las normas correspondientes, y de los niveles de sobretensiones existentes en el sistema. Se conoce con el nombre de **Nivel Básico de Impulso (NBI)** y sus unidades se dan en Kilovoltios. A partir de estos niveles de aislamiento se deben adoptar las disposiciones necesarias, para evitar que se produzca efecto corona en las barras colectoras, en los conectores y en general en cualquier punto de la instalación.

Por otra parte, la elección del nivel de aislamiento adecuado determina las características de aislamiento de los aparatos, las distancias entre las partes conductoras de fase diferente y entre fase y tierra; tiene además una repercusión importante en el costo de la subestación.

4.2 Coordinación de aislamiento

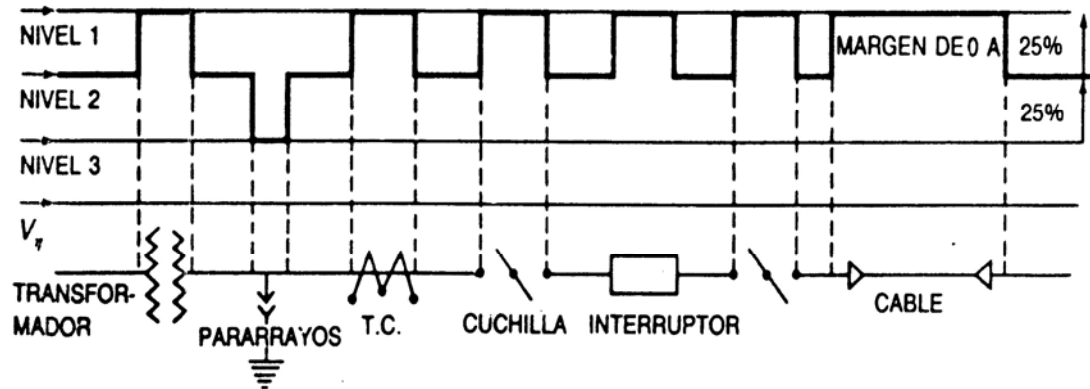
Se denomina coordinación de aislamiento de una instalación eléctrica, al ordenamiento de los niveles de aislamiento de los diferentes equipos, de tal manera que al presentarse una onda de sobretensión, esta se descargue a través del elemento adecuado, que llamaremos explosor o pararrayos, sin producir arcos ni daños a los equipos adyacentes.

La coordinación de aislamiento compara las características de operación de un pararrayos, dadas por sus curvas tensión-tiempo, contra las características de respuesta del aislamiento del equipo por proteger, dadas también por sus propias curvas tensión tiempo. Dicho de otra forma, la coordinación de aislamiento se refiere a la correlación entre los esfuerzos dieléctricos aplicados y los esfuerzos dieléctricos resistentes. En un sistema eléctrico es muy importante coordinar los aislamientos entre todo el equipo de la instalación. Para ello, se pueden considerar tres niveles de aislamiento:

- Nivel 1: también llamado nivel alto. Se utiliza en los aislamientos internos, no autorecuperables (sin contacto con el aire), de aparatos como: transformadores, cables o interruptores.
- Nivel 2: también llamado nivel medio o de seguridad. Está constituido por el nivel de aislamiento autorecuperable de las partes vivas de los diferentes equipos, que están en contacto con el aire. Este nivel se adecua de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar de la instalación y se utiliza en todos los aisladores de aparatos, buses y pasamuros de la subestación que están en contacto con el aire.
- Nivel 3: también llamado nivel bajo o de protección. Esta constituido por el nivel de tensión de operación de los explosores de los pararrayos de protección. Respecto a los intervalos entre los niveles de tensión, se considera que la diferencia entre los niveles medio y alto puede ser entre 0 y 25%.

La diferencia entre los niveles medio y bajo (pararrayos) parece ser suficiente con un 15%. Sin embargo, como los pararrayos pueden ser instalados a una distancia algo mayor que la debida de los aparatos por proteger, las sobretensiones que llegan a estos aparatos pueden ser ligeramente superiores a las de operación de pararrayos. Por lo tanto es conveniente también, fijar una diferencia de 25% entre estos dos últimos niveles. Ver figura 19.

Figura 19. Niveles de aislamiento en un sistema eléctrico



4.3 Separación mínima entre partes activas

El diseño de la subestación debe contemplar no sólo los requisitos mínimos en cuanto a libranzas entre partes energizadas y tierra, sino la necesidad de espacio para operación y mantenimiento de los equipos, inclusive su expedita sustitución o reemplazo por otros de características similares.

Cierto es que por razones de costo, debe hacerse un aprovechamiento óptimo del espacio dedicado a la subestación, pero aun más cierto resulta el hecho de que toda ampliación no prevista en el diseño original, provocará gastos sensibles mayores que los que se hubieran requerido al inicio de la obra.

También, al definir la ubicación de los equipos y analizar las necesidades de espacio, deben tenerse en consideración posibles expansiones de la instalación, previendo suficiente espacio para tales fines. En la tabla XVI, se dan los valores correspondientes a las libranzas mínimas para nuestro caso en el cual el voltaje de servicio es 13.8 KV. Conviene tener presente la norma sugerida por la firma Brown Boveri que dice:

- **La distancia mínima entre fase y fase:** debe ser 10 cm. mas 1cm. por KV, o fracción de KV de tensión de servicio.
- **La distancia mínima entre fase y tierra:** debe ser 8 cm. mas 0.6 cm. por KV, o fracción de tensión de servicio.

Es interesante observar la gran similitud que guardan ambas normas, cuando se refiere al Nivel Básico de Impulso exterior, a pesar de tener orígenes muy distintos. Por lo anteriormente expuesto, es evidente que el dimensionamiento de las bóvedas para transformadores obedece a los criterios antes mencionados, aplicados de acuerdo con el tamaño propio de los transformadores y demás equipos complementarios.

Tabla XVI. Libranzas y nivel básico al impulso

TENSIÓN NOMINAL DEL CIRCUITO EN KV	NIVEL BÁSICO DE IMPULSO (N.B.I.) EN KV		SEPARACIÓN MÍNIMA ENTRE PARTES ACTIVAS EN CENTÍMETROS			
			FASE Y FASE		FASE Y TIERRA	
	Interior	Exterior	Interior	Exterior	Interior	Exterior
13.8	95	110	18.75	30	16.3	17.5

Fuente: Tesis: Ángel Arreaga, “Análisis técnico de las normas aplicadas en Guatemala en el diseño y construcción de subestaciones en centros comerciales, edificios, condominios y construcciones similares de hasta 1.0 MVA. Pág. 27.

4.4 Distancias mínimas de aproximación

Los trabajadores de las empresas distribuidoras no deben aproximarse, o permitir que se aproximen diferentes personas, a cualquier objeto conductor a una distancia menor que la permitida por la tabla XVII, a menos que cumpla con uno de los siguientes requisitos:

1. La línea o parte de ella está desenergizada.
2. El trabajador está aislado de la línea energizada. Equipo de protección aislado de acuerdo a la tensión de operación debe ser utilizado por el trabajador.

En la siguiente tabla se dan los valores que interesa conocer para el proyecto de la subestación en estudio.

Tabla XVII. Distancias mínimas de aproximación

TENSIÓN DE FASE A FASE (KV)	DISTANCIA MÍNIMA DE APROXIMACIÓN FASE A TIERRA (m)	DISTANCIA MÍNIMA DE APROXIMACIÓN FASE A FASE (m)
0 – 0.300	Evitar contacto	Evitar el contacto
0.301 – 0750	0.31	0.31
0.751 – 15	0.65	0.67
15.1 – 36	0.77	0.86

Fuente: Norma NTDOID. Artículo No. 41, tabla No. 18. Pág. 50.

5 PROCEDIMIENTO Y FORMA DEL DISEÑO PARA APROBACIÓN DE LA RED A CONSTRUIR

5.1 Procedimiento de solicitud de servicio

Existen diferentes formas de solicitud de un servicio de energía eléctrica, los cuales deben cumplir con los requisitos para la solicitud del servicio en media o baja tensión dependiendo de las características técnicas requeridas por los usuarios. Es importante saber que cada solicitante hará la petición de servicio de energía eléctrica en los lugares y formas que EEGSA ponga a su disposición, especialmente en los Centros de Servicio al usuario de acuerdo al tipo de servicio solicitado.

5.2 Requisitos para solicitar una extensión de red

Con el objeto de mantener la calidad del servicio y la seguridad de las personas y objetos, todas las instalaciones que pasen a ser propiedad de EEGSA deben construirse y mantenerse por empresas y materiales que cumplan con su propia normativa, la cual a su vez, es aprobada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Las instalaciones de propiedad particular que no se ajusten a la legislación vigente, o vigentes al momento de su construcción, deben previo a ser conectadas, hacer las modificaciones pertinentes según corresponda.

Todo diseño de redes a conectarse en la red de EEGSA debe ser previamente aprobado por ésta. Las solicitudes de servicio eléctrico independientemente de su capacidad, si es usuario regulado o no, deben ser resueltas y comunicadas al solicitante

dentro de los 30 días calendario posteriores de la petición, entendiéndose que en esa petición estará toda la documentación que EEGSA necesita para evaluar el proyecto.

Todas las instalaciones que pasen a ser propiedad de EEGSA, adicional al cumplimiento de la normas técnicas correspondientes, deben tener constituidas todas las servidumbres necesarias así como el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad con respecto a edificaciones, rótulos, árboles en donde se necesite tala o guardar distancias de seguridad.

5.2.1 Cuándo se debe solicitar una extensión de red

Una extensión de red se debe solicitar cuando las condiciones de la red existente en lugar donde se necesita el servicio, no reúnan todo aquello que se conocerá como Características Técnicas de Operación.

Estas características técnicas de operación, son las que deben buscarse para la evaluación de la distancia desde donde la red de EEGSA debe ser modificada para lograr el suministro de la energía eléctrica en un determinado sitio.

Las posibles ampliaciones de red podrán ser así:

- Carencia de capacidad instalada, (potencia): Si la potencia requerida no alcanza en el lugar, lo cual será una evaluación del experto que construirá la obra eléctrica.
- Carencia de capacidad en los conductores: Si la capacidad de los conductores eléctricos existentes, no alcanza para la requerida en el inmueble. Esto se puede observar en la evaluación de cargas del centro de transformación que se tenga funcionando en el lugar.

- Carencia de condiciones técnicas de operación: Si las características técnicas requeridas no existen en el lugar. No hay baja tensión. No existe ni siquiera media tensión. No hay transformación inmediata. El voltaje requerido no es el existente. La carga no soporta las líneas de voltaje que se requiere, por tanto hay que realizar una adecuación de algún centro de transformación, etc.
- Ubicación de las instalaciones: Cuando sobre la red de EEGSA, que contiene las características necesarias, existe pero es necesario adecuarlas para la cercanía, al momento de realizar el tendido en la acometida.

Adicionalmente a esto, es importante reconocer que la distancia a la cual se encuentra la red con las características que llenan las expectativas de lo requerido por el cliente, es la que indica la clase de petición que debe llevarse a cabo.

5.2.2 Información proporcionada por el solicitante de una ampliación o modificación de red en media tensión

Esto se refiere a la información que el solicitante o su representante legal deberán proporcionar, con el fin de establecer la correcta situación técnica del proyecto de ampliación de red.

- Dirección exacta donde se requiere el Servicio.
- Datos técnicos de la carga a conectar.
- Diagrama de ubicación del área donde se requiere el servicio.
- Es necesario indicar el número del poste o postes próximos al área de solicitud del servicio.

5.3 Condiciones para la prestación del servicio dentro de la franja obligatoria de suministro para EEGSA

Las siguientes condiciones reflejan aquellas características mínimas que deben ser consideradas por los solicitantes de un servicio de energía eléctrica, y forman parte de los requisitos para lograr la habilitación de la relación comercial y del cumplimiento de las garantías contractuales, para que EEGSA pueda dar dicho servicio a un nuevo usuario.

- Acometida lista
- Libre acceso
- Tala y desrame
- Servidumbre de paso
- Existencia de construcción
- Mojones y cercos
- Lotificaciones

5.4 Desarrollo del proyecto

Dentro de las posibilidades existentes para el desarrollo del proyecto se puede elegir la modalidad de que el cliente, o sea la “Universidad de San Carlos” deberá construir por sus medios la totalidad de la red necesaria hasta el punto de enganche. En este caso se debe tener en cuenta lo siguiente:

- el proyecto debe ser previamente aprobado por EEGSA, y debe cumplir las condiciones técnicas de su normativa.
- La red, una vez construida particularmente, será inspeccionada por EEGSA para la verificación del cumplimiento de las condiciones técnicas de la misma.

- Es necesario hacer un convenio de cesión de la red con EEGSA, según sea la ejecución del proyecto: contratista homologado o con contratista particular.
- Finalizada y aceptada la construcción, EEGSA procederá a la conexión inmediatamente.

En esta opción, podrá optarse por hacer la construcción de acuerdo a la siguiente indicación:

- Si la modificación hasta el punto de enganche, no toca redes existentes, puede utilizarse un contratista homologado o un particular.
- Si la modificación hasta el punto de enganche, toca redes existentes de EEGSA, el proyecto únicamente se podrá realizar con contratistas homologados, de lo cual, podrá solicitar información en EEGSA.

Una vez elegida la modalidad descrita para la construcción del proyecto, deberá hacerla del conocimiento de EEGSA vía escrita, para iniciar el expediente, la nota puede enviarla a la 2^a. Avenida 9-27, Zona 1 Ciudad de Guatemala. Es necesario adjuntar la siguiente documentación:

Datos generales de la empresa constructora de la obra:

- Nombre, razón social o denominación de la entidad constructora de la obra.
- Dirección exacta: Calle ó avenida, zona, municipio, departamento.
- Números telefónicos y de fax de la entidad constructora.

5.5 Forma del diseño para aprobación de la red a construir, según la opción elegida

Para la revisión y aprobación del diseño se debe presentar lo siguiente:

- Dos juegos de copias heliográficas de planos en escala 1:1000 ó 1:2000 firmados por un Ingeniero Electricista colegiado activo, incluir certificado emitido por el Colegio de Ingenieros. Cada juego de planos debe contener lo siguiente:
 - Diagrama de ubicación.
 - Gabaritos.
 - Distribución de la Red de Energía Eléctrica, indicando calibres y números de fases en BT y MT.
 - Diagrama de faseo de transformadores.
- Listado de materiales por estructura o poste a instalar, los cuales deben ser únicamente los homologados por EEGSA.
- En caso de cruces de bulevares, vías férreas, autopistas, barrancos, terrenos montañosos y cruces con otras líneas, será necesario incluir perfil de las líneas.
- Detalle de lo siguiente:
 - distancia de la extensión de red en kilómetros de longitud para cables de MT (1 y 3 fases) y BT (baja tensión).
 - Cantidad de transformadores por capacidad (KVA).
 - Cantidad y altura de postes diferenciándolos en postes de MT, MT/BT y BT.
 - Costo estimado de la obra.
- si la red de distribución va a ser subterránea, deben presentarse planos de la obra civil, que muestren las cajas de registro e indicar la cantidad de ellas; tipo y diámetro de los tubos a utilizar entre los registros y de que materiales se construyen.

En un plazo de 15 días recibirá la notificación de la aprobación o desaprobación del proyecto, de la siguiente manera:

Si el diseño es aprobado:

- Copia del plano autorizado, con el cual podrá iniciar el trámite de la servidumbre si fuera necesaria, así como la construcción del proyecto.
- Convenio de cesión de la extensión de líneas a EEGSA, para que sea firmado por el propietario del proyecto, este convenio debe devolverse al Departamento de Construcción y Nuevos Suministros de EEGSA, ubicado en la 2ª Avenida 9-27, Zona 1 Ciudad de Guatemala.

Si el diseño es rechazado:

- Listado de las modificaciones que correspondan para su corrección.
- Una vez efectuadas las correcciones y aclaradas las dudas si las hubiera, se debe presentar nuevamente el proyecto para la revisión en el Departamento de Construcción y Nuevos Suministros de EEGSA.

Finalizada la construcción, es importante que se notifique por escrito al Departamento de Construcción y Nuevos Suministros de EEGSA para que éste proceda a la inspección final de la red construida. Hay que considerar que para proceder a la inspección final, es indispensable que el Departamento de Construcción y Nuevos Suministros, tenga a la vista lo siguiente:

- Convenio de cesión firmado por el solicitante.
- Certificación de pruebas de pérdidas de transformadores, efectuada por el laboratorio de Transformadores de Energica, S.A.

- Certificación extendida por el Registrador General de la Propiedad, con no más de un mes de haber sido extendida, en donde se haga constar la existencia de servidumbre de paso para conducción de energía eléctrica a favor de EEGSA sobre el bien o bienes inmuebles en donde se encuentre ubicada cualquier instalación de energía eléctrica derivada de este proyecto.

En el plazo de una semana, EEGSA informará el resultado de la inspección. Si es procedente seguir con el proyecto, procederá a la conexión.

5.6 Consideraciones técnicas para cualquier tipo de proyecto y lo relacionado a su construcción

Tanto los diseños como la construcción de la extensión de líneas deben cumplir con la normativa de EEGSA y con las Normas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución -NTDOID- emitidas por la CNEE.

5.6.1 Criterios de diseño

Para que un diseño esté completo, es indispensable se tomen en cuenta temas como los que se describen a continuación, debido a que de ellos depende que las posibilidades de error sean minimizadas o contempladas para su resolución a la hora de poner en operación las redes nuevas o las ampliaciones.

1. Seguridad:

- Separación mínima a inmuebles.
- Separación mínima a rótulos.
- Separaciones mínimas a arbolado.
- Separación mínima horizontal o vertical entre fases.

- Separación mínima horizontal o vertical entre otras líneas.
- Separación mínima vertical al nivel del suelo.
- Longitud mínima y máxima del vano.

2. Instalación de postes:

- Ubicarlos en áreas seguras y de fácil acceso.
- Utilizar los postes de acuerdo a su resistencia mecánica de diseño, así:
 - Clase 500 lbs: Para líneas de baja tensión o secundarias.
 - Clase 750 lbs: Para líneas de media tensión o primarias y mixtas (primarias con secundarias).
- Postes de mayor resistencia mecánica o auto-soportados en puntos específicos por condiciones del terreno o servidumbre.
- Postes especiales en casos muy puntuales.
- Instalación de retenidas en los postes (comúnmente conocidas como anclas).
- Permisos de servidumbre para postes y retenidas.

5.6.2 Información de campo

- Verificar la dirección del servicio, según lo solicitado.
- Confirmar la existencia de otros solicitantes del lugar, para completar el número de ellos y tomarles en cuenta para el diseño del proyecto.
- Verificar si hay usuarios potenciales para incluirlos en el diseño.
- Establecer el punto de inicio del proyecto e identificar el poste de inicio.
- Identificar las líneas de media tensión o primarias, para análisis de balance de carga.
- Elaborar un diagrama de baja tensión de este último centro de transformación, con calibres de conductores de baja tensión o secundarios y cantidad de servicios conectados por poste.

- Determinar si al agregar al o los solicitantes, será necesaria una adecuación del centro de transformación existente.
- Si el caso amerita la instalación de otro centro de transformación, ubicar el nuevo lugar para éste en el punto central de la carga; de manera que absorba parte de la carga del anterior, si fuere procedente.

5.6.3 Media tensión -MT-

1. Postes:

- Ramales principales con conductor 336.4 y 556.5 MCM y neutral, utilizar postes de 40 y 45 pies, con la resistencia de diseño que el caso amerite.
- Ramales principales con conductor 336.4 y 556.5 MCM y con línea de guarda, utilizar postes de 45 pies, con la resistencia de diseño que el caso amerite.

2. Protecciones:

- Cortacircuitos con derivaciones.
- Pararrayos de línea.
- Bajada de tierra en ramales principales y líneas de guarda.

5.6.4 Baja tensión -BT-

1. Postes:

- Utilizar postes de 30 pies, con la resistencia del diseño que el caso amerite.
- Cuando se estime la posibilidad de prolongación de las líneas de media tensión, deberán dejarse los postes previstos del tamaño y resistencia mecánica de diseño adecuada.

- La separación entre postes o vanos, deberá tomar en cuenta las condiciones del entorno y la topografía.

5.6.5 Centro de transformación de distribución

- Los centros de transformación pueden ser de un transformador o de tres, por tanto, es indispensable que se conozcan las capacidades que puedan ser operadas y sus especificaciones principales, tales como voltaje, capacidad, condición de bajas pérdidas, etc.
- Las conexiones que se hagan en los centros de transformación, tanto en el lado de alta como en el de baja, deben conocerse con la máxima seguridad y bajo la especificación de normativos de construcción avalados por EEGSA.

5.6.6 Protecciones

- En la salida del centro de transformación de distribución, deben instalarse succionadores tipo fusible para baja tensión, de acuerdo con las normas de construcción aprobadas.

5.6.7 Conductores

- Las líneas de baja tensión, se deben diseñar con conductor entorchado, forrado considerado efectivamente las normas de montaje para tal efecto.
- Debe de mantenerse la separación mínima horizontal y vertical.
- La ruta máxima de la línea de baja tensión debe contemplarse no más grande de 180 mts.

5.6.8 Acometida

- La longitud del servicio de acometida debe ser de 40 metros máximo; sin embargo, es importante ver los cuadros procedentes según el cable y la carga a instalar.

5.6.9 Elaboración de Planos

- El diseño del proyecto debe tomar en cuenta a todos los solicitantes reales y a todos los usuarios potenciales que se tengan.
- Ciertamente debe diseñarse con criterio económico, seguro y de acuerdo con la normativa particular de EEGSA.
- La instalación de postes, de preferencia debe contemplarse en los linderos de las propiedades, así como verificar que no exista alguna limitación para su instalación.
- En el plano final, es indispensable contemplar lo siguiente:
 - Cajetín con datos generales del cliente y el estudio.
 - Escala del plano.
 - Dirección del área de servicio.
 - Nombre y firma de quien efectuó la inspección de campo.
 - Nombre de quien presupuestó.
 - Nombre de quien dibujó.
 - Unidades básicas de construcción utilizadas en el diseño de cada poste.
 - Linderos de propiedades y nombres de propietarios, en donde sea necesario algún desrame o permiso de servidumbre.
 - Indicación de los postes que requieran permiso de servidumbre o desrame de árboles.

- Indicación de las características topográficas y físicas del terreno (montañoso, rocoso, barro, arenoso, normal, etc.)
- Indicación sobre el tipo de acceso al lugar.
- Compatibilidad entre la numeración de postes en el plano y el del listado de materiales del presupuesto.
- Información completa de los calibres y tipos de conductores en media y baja tensión.
- Nombre de quien elaboró.

5.6.10 Revisión y aprobación de diseños

Se le debe solicitar a EEGSA, la revisión y aprobación del diseño, ya que de aventurarse a construir sin haber cumplido con este requisito, puede significar que EEGSA solicite modificaciones posteriores en la red ya construida, lo cual ha de incrementar los costos del proyecto.

La empresa que se contrate en forma particular debe observar las siguientes consideraciones técnicas para la elaboración del diseño:

- EEGSA únicamente puede aceptar transformadores de distribución de marcas homologadas y de bajas pérdidas, para lo cual se sugiere consultar la Resolución CNEE No. 31-2000.
- Únicamente pueden recibirse líneas monofásicas que sirvan menos de 48 kW (53.3 kVA) y no para cargas mayores.
- Los conductores a utilizar deben cumplir con las normas que serán proporcionadas por EEGSA, según sea el caso, y que se comuniquen para la fase de diseño en cada proyecto.
- Si se trata de una lotificación, en la red de distribución únicamente deben colocarse transformadores monofásicos de 25 y 50 KVA tipo CSP, a

excepción del centro de transformación que alimente una bomba de agua, el cual será trifásico y de la capacidad y voltaje requerido.

- Para la red de distribución en BT, se debe utilizar conductor triplex 1/0 con neutro aislado y cada ramal que se derive del centro de transformación, debe protegerse con seccionadores fusibles de BT.
- Se debe tener sumo cuidado con el faseo de las líneas, anotando en los planos el movimiento de las fases durante la construcción, consultando el dato técnico de MT que se le indique y prestando la información de la fase en que fueron instalados los transformadores; así como el número de serie y compañía asignados a cada centro de transformación.
- Los postes deben quedar numerados, anotando en el plano el número asignado a cada poste. Para el efecto la Unidad de Construcción de Líneas, por medio del Gestor de Red a cargo del proyecto proporcionará los números respectivos.
- Únicamente pueden construirse líneas monofásicas o trifásicas.

5.6.11 Consideraciones generales que se deben conocer, para todo tipo de proyecto de introducción de energía eléctrica

Para cualquier clase de proyecto que se desee hacer, es conveniente tomar nota de lo que a continuación se describe, pues esto puede ayudar al mejor desarrollo del mismo y sobre todo, aporta ideas que mejoraran la economía de los proyectos.

1. Contratación de la empresa constructora:

Si su decisión es contratar a una empresa homologada por EEGSA, obtendrá las siguientes ventajas:

- Conocimientos de las normas técnicas, unidades constructivas y procedimientos internos de EEGSA.
- Estas empresas ya están autorizadas para realizar modificaciones en la red existente de EEGSA, si ello se requiera en el proyecto.
- Evita el riesgo de retrasos en la aceptación de la obra o necesidad de modificaciones en la misma, a consecuencia de posibles incumplimientos de las normas de EEGSA.

Si contrata una empresa no homologada para la construcción de la extensión de red, debe tomar en cuenta lo siguiente:

- Durante la construcción del proyecto, únicamente podrán utilizar unidades básicas de construcción normalizadas por EEGSA, y presentar un plano asociado cada poste con el/los número/números de unidades básicas de construcción utilizadas.
- Si es necesaria una o más supervisiones adicionales, por razones no imputables a EEGSA éstas tendrán un valor que deberá ser cancelado previamente según se indique.
- Deberá presentar la factura de los materiales, documento que deberá detallar, por cada material adquirido, la siguiente información:
 - Marca.
 - Fabricante
 - Número de catalogo.
 - Debe presentarse constancias de bajas perdidas de los transformadores de distribución.
- Si ya existen líneas propiedad de EEGSA en las que es necesario realizar
- modificaciones para la construcción de la nueva extensión de líneas, únicamente podrán realizarse a través de una empresa homologada por EEGSA.

- Si el proyecto tiene red de alumbrado publico, éste deberá presentarse como un proyecto independiente.
- EEGSA se reserva el derecho de no aceptar la extensión de líneas, en los casos siguientes:
 - Por no cumplir con las normas técnicas de EEGSA y requisitos específicos solicitados.
 - Por no utilizar materiales homologados.
 - Porque el proyecto fue construido aun estando en fase de aprobación ante EEGSA.
 - Por falta de servidumbres o de firma del convenio de cesión.
- Si el proyecto se desarrolla en varias fases, debe hacerse ver desde su inicio y por vía escrita, debiéndose plasmar en ello, el compromiso de desarrollar la totalidad de las fases en las que se componga el proyecto y entregando a la vez, un plano general que se muestre integradas todas las fases que componen el proyecto.
- Si se trata de una lotificación en donde aun no existen consumidores, los transformadores deberán ser entregados a EEGSA, quien los instalara de acuerdo a las solicitudes de servicio eléctrico que sean requeridas por parte de los propietarios de los inmuebles.

5.7 Requisitos de construcción para media tensión

Esta sección tiene por objetivo, definir los requisitos constructivos que deben ser cubiertos por parte del usuario que solicita un nuevo servicio de energía eléctrica en media tensión, por tanto toma carácter obligatorio para todos aquellos usuarios que deseen ser conectados en la red de media tensión propiedad de Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. La característica de estos clientes es principalmente cuando desean energía eléctrica obteniéndola directamente de la red de media tensión, siendo

propietarios del centro de transformación, por tanto dicha tensión de suministro en el punto de entrega es de 13.2 kV.

1. Definiciones importantes para uso en casos de Media Tensión.

- Punto de entrega: Es un punto en la red de EEGSA, existente o por construirse, que se ubica de común acuerdo entre el cliente y EEGSA, justamente frente al límite de la propiedad a servir. Representa el lugar desde donde se le proporcionará el suministro de energía eléctrica al cliente. En este sitio, deben existir las condiciones técnicas que el cliente requiere y de no ser así, debe ser acondicionado desde el punto de enganche próximo.
- Punto de Medición: Es el punto más cercano instalado el equipo de medición, el cual debe ser accesible desde la vía pública conforme a lo indicado por EEGSA.
- Punto de enganche: Es el punto más cercano de la red existente de EEGSA hacia la instalación del cliente, que reúne las características técnicas de suministro requeridas (numero de fases, potencia y voltaje).

2. Condiciones Generales para aplicar a un servicio de media tensión:

- Conforme a lo mencionado, se considerara a un usuario como elegible para la conexión en Media Tensión, cuando éste solicite un servicio para una demanda mínima de 12 kW (13.33 KVA) y a la vez, sea propietario del centro de transformación, mismo que deberá estar colocado en su propiedad.
- Para la solicitud de todo servicio de este tipo, el cliente debe cumplir con el procedimiento descrito en la normativa vigente, especialmente en lo que se refiere a:
 - El requerimiento de servicio de energía eléctrica debe efectuarse previo a hacer la instalación y/o comprar e instalar el equipo eléctrico, pues con

ello se ha de garantizar toda condición técnica en consenso con EEGSA.

- EEGSA por su parte, elaborará el estudio técnico – económico que incluye:
 - Definición del punto de entrega de energía eléctrica, de común acuerdo con el solicitante.
 - Condiciones económicas del suministro, sobre el diseño de la instalación.
 - Punto de colocación del equipo de medida.
 - A partir del punto de entrega de energía, el cliente construirá, y operara y mantendrá todas las instalaciones necesarias por cuenta propia.
3. Si el lugar donde se requiere el servicio se encuentra a una distancia mayor a 200 metros del punto de enganche, el cliente debe construir por sus medios y de acuerdo a los requerimientos de EEGSA, la red necesaria para llegar a esa distancia. Es imprescindible consultar el procedimiento para la conexión de clientes fuera de la franja de los 200 metros.
4. De no ser posible la instalación del medidor de energía eléctrica en el limite de la propiedad publica y la propiedad privada, y por ende, exista un requerimiento de parte del nuevo usuario; se podrá instalar la medición en el interior del inmueble, en cuyo caso debe existir garantía por parte del dueño, para el acceso de EEGSA desde la vía publica, así como claro compromiso de que, desde el limite de ambas propiedades el usuario construirá, operará y mantendrá todas las instalaciones necesarias por cuenta propia.

6 POLARIDAD Y FASEO DE LOS DEVANADOS DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

6.1 Transformadores trifásicos

Los conceptos introductorios sobre la polaridad, los cuales empiezan con la prueba de polaridad de los devanados de un transformador monofásico el cual es mas factible de identificar entre sus cuatro terminales (dos de alta tensión y dos de baja tensión), en las que dos de ellas corresponden a la misma polaridad instantánea; en cambio en transformadores trifásicos que tienen de seis a ocho terminales según el tipo de conexiones, resulta bastante confuso identificar pares de terminales de misma polaridad instantánea, por lo que en este caso se recurre al concepto de secuencia de fases.

Por lo anterior, se puede concluir que el concepto de polaridad se asocia a los transformadores monofásicos, y el de secuencia de fases a los transformadores trifásicos.

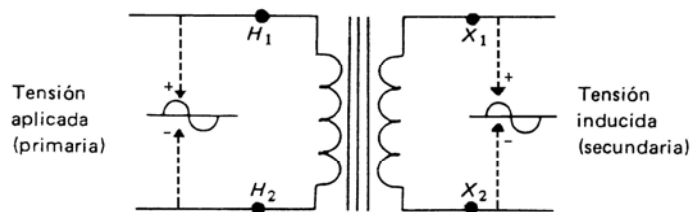
6.2 Prueba de polaridad

En los transformadores monofásicos, además de identificar una terminal de alta tensión con uno de baja tensión que tengan misma polaridad, la posición relativa de estas terminales en el arreglo global se identifica con la nomenclatura que damos en la siguiente explicación.

Cuando se aplica a un devanado una onda senoidal de voltaje, en el otro devanado se induce otra onda proporcional a la aplicada. La onda aplicada y la inducida prácticamente se encuentran en fase, de manera que habrá una terminal de alta tensión y

una de baja tensión que en cualquier instante tengan siempre la misma polaridad. Estas terminales se identifican en los diagramas con un punto, y en las terminales del transformador con mismos subíndices. Ver figura 20.

Figura 20. Terminales del mismo subíndice y misma polaridad instantánea



En la figura 20 podemos observar como es que en el instante en que la onda de voltaje primario (H_1) es positiva; el terminal de voltaje secundario (X_1) en ese instante sea también positiva y corresponde a la misma polaridad.

En un transformador trifásico en la que tenemos varias terminales como se ha mencionado pueden presentarse dos casos:

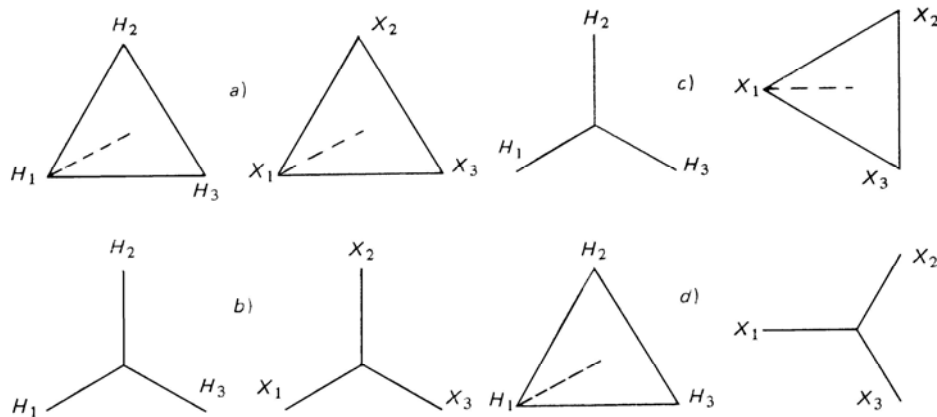
1. Si conocemos el diagrama fasorial que representa las conexiones del transformador, la identificación de fases es sumamente sencilla.
2. Si se desconoce el diagrama, entonces mediante todas las combinaciones posibles podemos identificar fases, construir el diagrama y encontrar las terminales con igual polaridad instantánea.

Las conexiones usuales son cuatro:

- a) Delta – delta.
- b) Estrella – estrella.
- c) Estrella – delta.
- d) Delta – estrella.

Los diagramas de fasores para la interconexión de devanados en transformadores trifásicos se pueden ver en la figura 21a, b, c y d.

Figura 21. Diagramas fasoriales en sistemas trifásicos



Al efectuar las interconexiones de devanados delta-delta o estrella-estrella, hay la posibilidad de hacerlo de tal manera que la baja tensión quede en fase o 180 grados con respecto a la alta tensión, y en los arreglos estrella-delta o delta-estrella, se puede obtener la baja tensión 30 grados adelante o atrás de la alta tensión. Esto constituye el desplazamiento angular que se vera mas adelante.

Las normas establecen que en los casos delta-delta y estrella-estrella, la baja tensión debe estar en fase con la alta tensión, y en los casos estrella-delta y delta-estrella, la baja tensión debe estar 30 grados atrás de la alta tensión, que son los cuatro casos mostrados en la figura 21a, b, c y d respectivamente.

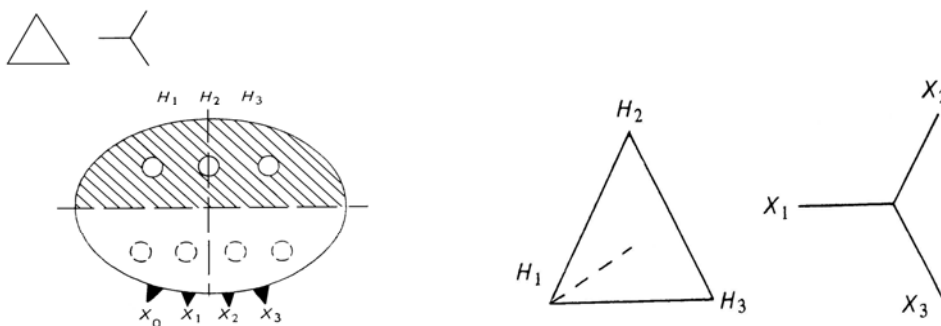
6.3 Arreglo normalizado de terminales en transformadores trifásicos

Igualmente, el orden en que se identifican las terminales en los diagramas, así como la disposición física de las boquillas en el tanque del transformador está definido por las mismas normas según se muestra en la figura 22.

Las normas sin embargo, no son impositivas, de manera que un consumidor con cierta necesidad específica puede solicitar a la fábrica un arreglo diferente al que acabamos de mostrar.

Teniendo a la vista el diagrama de conexiones resulta sumamente sencillo identificar las terminales en las cuales se llevará a cabo la prueba. En los diagramas de conexiones de transformadores trifásicos, los fasores de alta tensión y baja tensión correspondientes a una misma fase son paralelos, y los extremos de misma posición relativa son de misma polaridad.

Figura 22. Identificación de terminales y diagrama fasorial del transformador



Para la conexión que esta establecida en la subestación en estudio corresponde la explicación de la conexión delta – estrella, en la tabla XVIII se muestran los subíndices de los devanados del transformador trifásico tipo pad mounted en las cuales las terminales de mismo subíndice tienen misma polaridad.

Tabla XVIII. Terminales del mismo subíndice con misma polaridad

$H_1 - H_2$	$X_0 - X_2$
$H_2 - H_3$	$X_0 - X_3$
$H_3 - H_1$	$X_0 - X_1$

Fuente: Víctor Pérez. Pruebas de equipo eléctrico. Pág. 48

6.3.1 Regla de aplicación

La siguiente explicación se realiza en función de establecer las terminales del lado primario y secundario, estos terminales como hemos mencionado tienen el mismo valor instantáneo en cuanto a polaridad o signo.

Cuando el observador se coloca frente a los dos terminales de baja tensión (X_1 y X_2), si H_1 queda a su izquierda y X_1 a su derecha se dice que el transformador tiene polaridad aditiva, y si H_1 y X_1 quedan a su izquierda se dice que tiene polaridad sustractiva (H_1 y X_1 son terminales de misma polaridad). Esta regla se ilustra en la figura 23.

Figura 23. Nomenclatura de polaridad en transformadores monofásicos



Para verificar la polaridad de los transformadores se utilizan tres métodos:

- Método de transformador patrón.
- Método de dos voltímetros.
- Método de descarga inductiva.

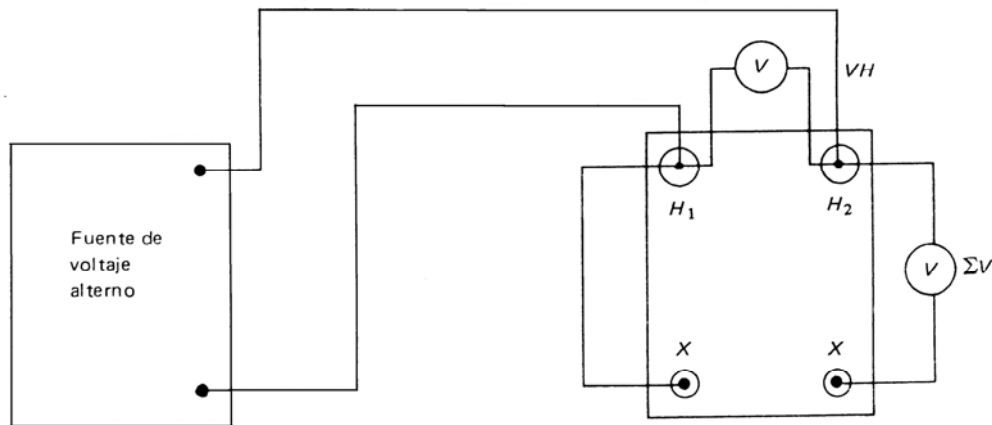
Normalmente por la sencillez de utilización nos enfocaremos en el método de dos voltímetros.

6.3.2 Método de dos voltímetros

Este método resulta muy interesante, porque además de su sencillez, presenta muy claramente una justificación a la nomenclatura de polaridad que hemos establecido anteriormente. Consiste en aplicar al devanado de alta tensión un voltaje alterno de valor

nominal o menor. El observador, colocado frente a las terminales de baja tensión, debe puntear previamente las dos terminales de su izquierda, y colocar dos voltímetros, uno entre las terminales de alta tensión y otro entre las terminales de su derecha, como se muestra en la figura 24.

Figura 24. Diagrama para el método de los dos voltímetros



Si convenimos en que el voltímetro colocado en alta tensión da una lectura V_H , y el voltímetro colocado entre alta y baja tensión da la suma algebraica de voltajes (ΣV), entonces:

- $\Sigma V > V_H$ la polaridad es aditiva.
- $\Sigma V < V_H$ la polaridad es sustractiva.

En la figura 24 hemos supuesto desconocidos, los subíndices en la identificación de baja tensión. Como resultado de esta prueba, debe identificarse la posición de estos subíndices de acuerdo a la figura 25.

6.4 Prueba de secuencia de fases

Un sistema trifásico de voltajes es un conjunto de tres tensiones alternas de misma magnitud y frecuencia y desfasadas entre si 120 grados. Esto implica que un determinado valor instantáneo de voltaje no aparece simultáneamente en las tres líneas, o sea que se presenta primeramente en una línea, un tiempo $t = \frac{1}{3}T$ aparece en la segunda línea, y otro tiempo $t = \frac{2}{3}T$ aparece en la tercera. (T es el periodo de la onda alterna.)

La secuencia de fases es el orden en que aparece en las líneas un determinado valor instantáneo de voltaje, por ejemplo el valor máximo de la onda. Si identificamos las líneas con los nombres A, B, y C, la secuencia ABC significa que el valor máximo de voltaje aparece primeramente en la línea A, en seguida en la línea B y por último en la línea C y así se repite constantemente con la rapidez de la frecuencia del sistema.

Si conectamos los devanados de alta tensión de nuestro transformador en prueba a las líneas trifásicas, de tal manera que se le aplique la secuencia $H_1 - H_2 - H_3$, en el lado de baja tensión se inducirán voltajes con una determinada secuencia. Si esta secuencia aparece de la forma $X_1 - X_2 - X_3$, se dice que el transformador tiene secuencia normal.

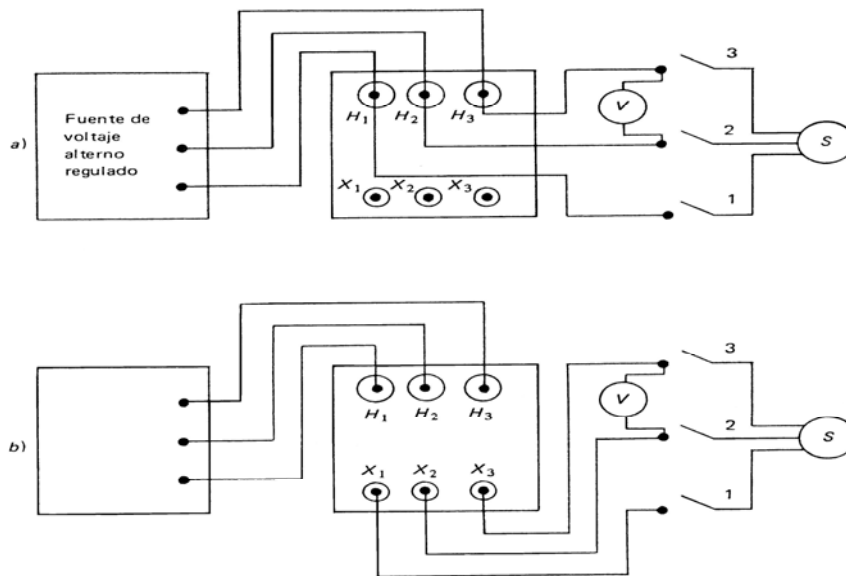
Para averiguar la secuencia de un sistema trifásico existen varios tipos de secuencímetros:

- Secuencímetro indicador: es un instrumento de prueba que trabaja con el principio del motor de inducción. Sus tres conexiones están identificadas en orden, y cuando la secuencia del sistema al que se conecta tiene ese mismo orden, se observa que el indicador de carátula gira en sentido positivo según indicaciones de la misma carátula.

- Secuencímetro de dos resistencias y un capacitor: es posible confeccionar un secuencímetro en el propio laboratorio con dos lámparas incandescentes (cuyo filamento es resistivo puro) y un capacitor conectados en circuito estrella. Al energizar este circuito en un sistema trifásico se observa que una lámpara prende más que la otra. Su secuencia será: lámpara brillante – lámpara opaca – capacitor.
- Secuencímetro de dos resistencias y un inductor: también se puede confeccionar un Secuencímetro similar al anterior, pero en vez de capacitor se incluye un inductor, y en este caso la secuencia será: lámpara opaca – lámpara brillante – inductor.
- Motor de inducción: un motor de inducción puede servir como Secuencímetro si previamente se identifica el orden de sus conexiones con un sentido de giro.

6.4.1 Desarrollo de la prueba energizando por el lado de alta tensión

Figura 25. Prueba de secuencia de fases, energizando el lado de alta tensión

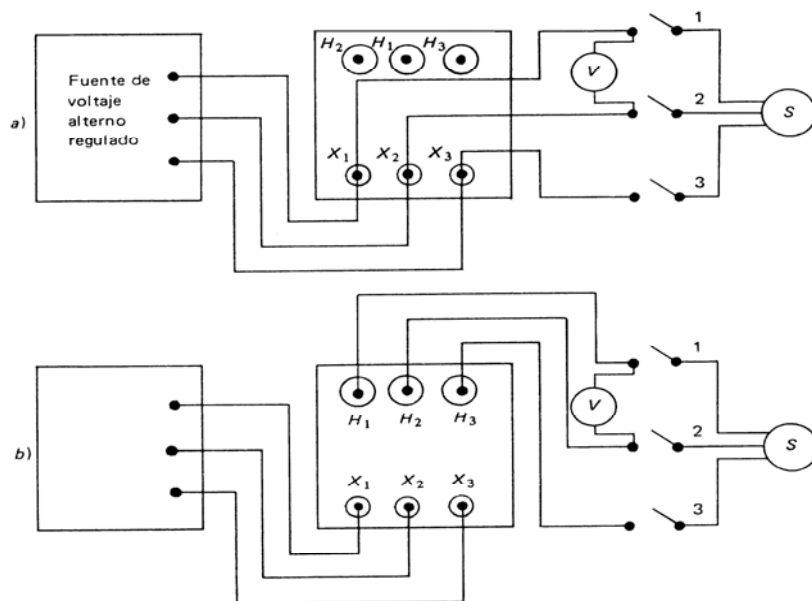


- Conectar el circuito de prueba de acuerdo al diagrama de la figura 25a., deje abierto el interruptor del secuencímetro.
- Energice la fuente y verifique por medio del voltímetro que la tensión aplicada no exceda de la que requiere el Secuencímetro.
- Cierre el interruptor del secuencímetro y verifique que la secuencia aplicada sea de la forma $H_1 - H_2 - H_3$. Si no es así, desenergice la fuente, intercambie dos de las conexiones de alimentación y verifique nuevamente.
- Desenergice la fuente y cambie las conexiones del secuencímetro únicamente, la que está en H_1 a X_1 , H_2 a X_2 , y H_3 a X_3 . Abra el interruptor de secuencímetro de acuerdo a la figura 25b.
- Energice la fuente y verifique por medio de voltímetro que la tensión inducida no exceda de la que requiere el secuencímetro.

- Cierre el interruptor del secuencímetro y observe la secuencia de fases; y la prueba debería quedar de la siguiente manera: $H_1 - H_2 - H_3 - X_1 - X_2 - X_3$, para que sea normal. Si la relación de transformación es muy grande es posible que con el voltaje de prueba disponible en el laboratorio no haya trabajado el secuencímetro en baja tensión. Si es así, repetir la prueba energizada por baja tensión, como se indica en el siguiente inciso.

6.4.2 Desarrollo de la prueba energizando por el lado de baja tensión

Figura 26. Prueba de secuencia de fases, energizando el lado de baja tensión



- Conectar el circuito de prueba de acuerdo al diagrama de la figura 26a, dejar abierto el interruptor del secuencímetro. **Importante:** En las terminales de alta tensión del transformador van a aparecer voltajes peligrosos. Por ningún motivo se acerque a ella.
- Energice la fuente y verifique por medio del voltímetro, que la tensión aplicada no exceda de la que requiere el secuencímetro.

- Cierre el interruptor del secuencímetro y verifique que la secuencia aplicada sea de acuerdo a la forma $X_1 - X_2 - X_3$. Si no es así, desenergice la fuente, intercambie dos de las conexiones de alimentación y verifique nuevamente.
- Desenergice la fuente y cambie las conexiones del Secuencímetro únicamente, la que está en X_1 a H_1 , X_2 a H_2 y X_3 a H_3 . Abra el interruptor del Secuencímetro ver figura 26b. *Importante:* Antes de energizar la fuente, cerciórese de que el control de voltaje está en el extremo cero y tenga mucho cuidado al moverlo; pues en esta parte de la prueba se requerirán solo unos cuantos voltios.
- Energice la fuente y verifique por medio del voltímetro que la tensión inducida no exceda de la que requiere el secuencímetro.
- Cierre el interruptor del secuencímetro y observe la secuencia de fases, anote a continuación su resultado que sea de la forma $H_1 - H_2 - H_3 - - X_1 - X_2 - X_3$ para que sea la normal.

7 CABLES Y TABLERO PRINCIPAL

7.1 Extensión de líneas de EEGSA

La extensión de líneas o acometida primaria que corresponde al tendido de 25 metros de cable URD, 1/0 15 KV, subterráneo que exige EEGSA para servicios en media tensión o sea 13.2 KV.

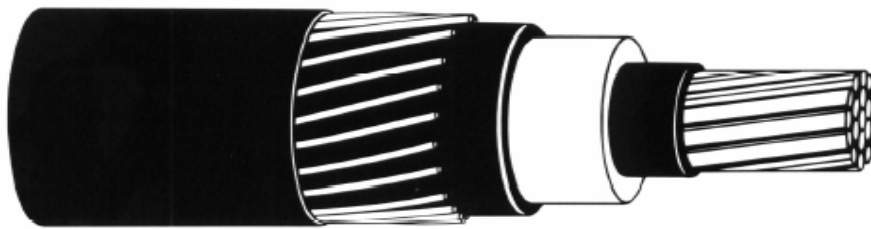
En esta parte del estudio se justifica el uso del cable URD, 1/0 15 KV por razones de ampacidad, en la tabla No. X se puede verificar que el cable UD 1/0 tiene una capacidad máxima de 150 A operando a 75° C y de 175 A operando a 90° C. Si la potencia trifásica del transformador es de 500 KVA y el voltaje del lado primario es de 13.8 kV, la corriente de línea en el lado primario viene definida por la relación $S = \sqrt{3} V_L * I_L$ ecuación que nos puede dar la corriente por línea en un sistema trifásico conectado en delta.

$$I_L = \frac{S}{\sqrt{3} * V_L} \Rightarrow I_L = \frac{500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 13.8 \text{ kV}} \therefore I_L = 21 \text{ A}$$

El cable URD, 1/0 15 KV es predominantemente usado en distribución primaria subterránea, adecuado para uso en localidades mojadas o secas, ductos enterrados, ductos subterráneos, y donde sea expuesto al sol, puede ser usado en 15,000 voltios, sin pérdidas siempre que su temperatura de operación no exceda los 90° C.

Su construcción en la fase conductora es concéntricamente encallada, cobre blando comprimido o 1350-H16/26 aleación de aluminio. El cable está compuesto de conductor cubierto de un forro de polietileno, recubierto de una capa semiconductora y en su alrededor de otra capa de polietileno con una capa protectora o shield conductora recubierta esta de otro forro de polietileno. Ver figura 27.

Figura 27. Cable de media tensión tipo URD, 15 KV



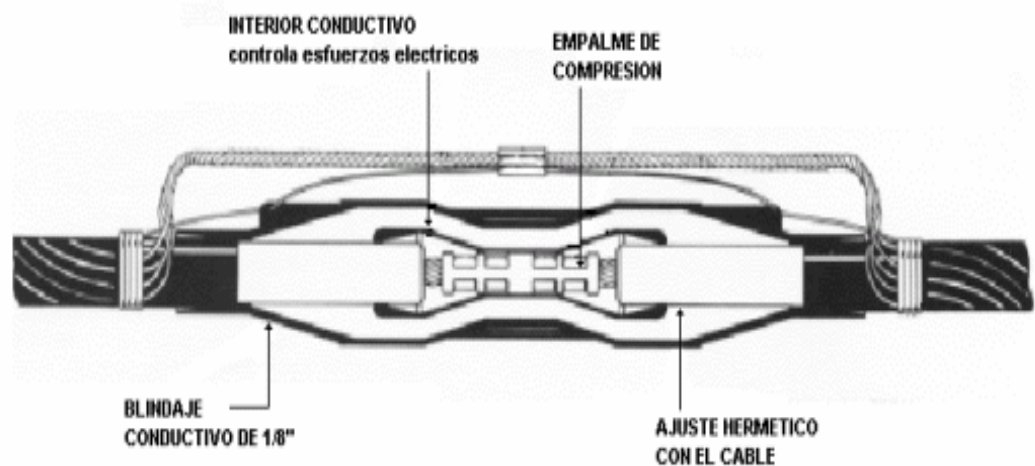
7.1.1 Empalme para cable URD, 15 KV

Para la instalación de este cable es necesario de 6 empalmes primarios para cable URD, 1/0 15 KV. Y la conexión al transformador padmounted. Estos empalmes deberán ser los exigidos por EEGSA de acuerdo a:

- Descripción: empalme de cable subterráneo tipo URD 15 KV.
- Características Eléctricas: corriente continua de operación 200 Amperios, tensión 15 kV, nivel de impulso básico 95 KV.
- Características Mecánicas: no está sometido a esfuerzo mecánico.
- Características Físicas: El empalme deberá ser completamente aislado, apto para operar en un sistema de distribución clase 15 KV y para operar bajo carga.
- Normas de Construcción: IEEE 386-1984.

- Utilización: para la unión de cables manteniendo la continuidad del blindaje conductivo del accesorio y del neutro concéntrico, por medio de conexiones adecuadas que garanticen la perfecta conexión eléctrica.
- Verificación y Conservación: inspección visual para comprobar las marcas y catálogos solicitados, verificación de daños visibles y si incluye todos los accesorios, estibarlos y almacenarlos de acuerdo a indicaciones de fabricante. Ver figura 28.

Figura 28. Empalme para cable URD, 15 kV



7.1.2 Terminación exterior para cable URD, 15 KV

La unión entre la red de EEGSA y la extensión de líneas se realiza con terminaciones exteriores las cuales deberán cumplir con:

- Descripción: Terminación exterior para cable UD.
- Características Eléctricas: Corriente continúa de operación 200 Amperios, tensión 15 KV, nivel de impulso básico 95 KV.

- Características Mecánicas: Conexión en el extremo del cable para garantizar la unión eléctrica con otra parte de la red y mantener el aislamiento hasta el punto de conexión; no esta sometido a esfuerzo mecánico.
- Características Físicas: la cubierta de las terminaciones será de material hule moldeado siliconeado resistente a la intemperie; el diámetro de las campanas será como máximo el diámetro exterior de la fase del cable más 100 mm.
- Normas de Construcción: IEEE 48-1990.
- Utilización: Conexión en el extremo del cable con aislamiento XLPe hasta 15 KV para garantizar la unión eléctrica con otras partes de la red en media tensión.
- Verificación y Conservación: Inspección visual para comprobar las marcas y catálogos solicitados, verificación si no hay daños visibles y si incluye todos los accesorios, estibarlos y almacenarlos de acuerdo a indicaciones de fabricante. Ver figura 29.

Figura 29. Terminación exterior para cable URD, 15 KV



7.2 Lista de materiales para la interconexión de líneas de EEGSA y el transformador pad mounted de 500 KVA

Tabla XIX. Materiales para la interconexión líneas de EEGSA y el transformador pad mounted de 500 KVA

MATERIALES	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO
Ducto HG 4" x 3 mts	3	Q 353.68
Tuerca Conduit 4"	4	Q 6.56
Bushing Conduit 4"	2	Q 13.63
Curva HG de 4" a 90°	2	Q 567.03
Abrazadera de cobre para tierra de 4"	4	Q 855.68
Terminal de entallar # 2/0	2	Q 47.92
Conductor 2/0 THHN	24	Q 39.76

7.3 Estudio para realizar el traslado de cargas actuales del edificio T2, T3A y T3B, T3, T4, y T5 al tablero TDP-T3

Esta fase del estudio para la construcción de la subestación; tiene mucha importancia en cuanto al dimensionamiento del calibre y selección del forro de los conductores que serán utilizados en la interconexión entre tableros de los edificios T3, T4 y T5., y el tablero de distribución principal.

7.3.1 Lista de materiales para la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T2

En la tabla XX, aparecen los materiales más importantes:

Tabla XX. Lista de materiales para la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T2

MATERIALES	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO
Ducto HG de 3" x 3 mts	3	Q 245.29
Tuerca Conduit de 3"	4	Q 5.99
Bushing Conduit de 3"	2	Q 11.92
Curva HG de 3" a 90°	2	Q 269.25
Abrazadera unistrut de 3"	2	Q 9.47
Riel unistrut	0.5	Q 138.05
Perno de manga ½ x ½ "	4	Q 3.48
Ducto HG de 2" x 3 mts	3	Q 148.32
Bushing Conduit de 2"	2	Q 4.62
Tuerca Conduit de 2"	4	Q 1.65
Curva HG de 2" a 90°	2	Q 71.88
Abrazadera unistrut de 2"	2	Q 7.76
PVC de 3" x 3 mts para electricidad	24	Q 55.27
Curva PVC de 3"	1	Q 35.94
PVC 2" x 3 mts para electricidad	24	Q 38.24
Curva PVC de 2"	1	Q 8.56
Conductor 350 MCM	270 metros	Q 114.09
Conductor 500 MCM	90 metros	Q 144.89
Varilla de cobre 5/8 x 8'	1	Q 63.89
Conector perno partido de 500 MCM	4	Q 107.82
Cinchos plásticos de 18"	48	Q 1.71
Bentonita	2 sacos	Q 54.76
Cloruro de magnesio	1 Lb.	Q 13.69

7.3.2 Lista de materiales para el traslado de cargas actuales del edificio T3A y T3B al tablero TDP-T3

Estos materiales su cantidad y precio se muestran en la tabla XXI.

Tabla XXI. Lista de materiales para traslado de cargas del edificio T3A Y T3B al tablero TDP-T3

MATERIALES	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO
Ducto HG de 4" x 3 metros	4	Q 353.68
Bushing Conduit de 4"	8	Q 13.63
Tuerca Conduit de 4"	16	Q 6.56
Abrazadera unistrut de 4"	8	Q 13.58
Riel unistrut	3	Q 138.05
Perno de manga 2½" x ⅝"	12	Q 3.48
Abrazadera puesta a tierra cobre de 4"	6	Q 855.68
Conductor 500 MCM	40 metros	Q 144.89
Conductor 350 MCM	60 metros	Q 114.09
Conductor 250 MCM	60 metros	Q 99.60
Conductor 2/0 THHN	36 metros	Q 39.76

El conductor de 500 MCM será utilizado para el neutral, la cantidad de 40metros corresponde a 20 metros del circuito del edificio T3A y 20 metros para el circuito del edificio T3B.

El conductor de 250 MCM será utilizado para el circuito trifásico del edificio T3A lo cual corresponde a una distancia de 20 metros por fase dando como resultado un total de 60 metros en total.

El conductor de 350 MCM será utilizado para el circuito trifásico del edificio T3B lo cual corresponde a una distancia de 20 metros por fase dando como resultado un total de 60 metros en total.

El conductor de 2/0 con forro THHN será utilizado en el sistema de tierras de esta instalación.

7.3.3 Lista de materiales para la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T3

Tabla XXII. Lista de materiales para la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T3

MATERIAL	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO
Ducto HG de 3" x 3 metros	3	Q 245.29
Tuerca Conduit de 3"	6	Q 5.99
Bushing Conduit de 3"	4	Q 11.92
Curva HG de 3" a 90°	2	Q 269.25
Abrazadera unistrut de 3	6	Q 9.47
Perno de manga de 2½ x ½ "	12	Q 3.48
Riel unistrut	1	Q 138.05
Condulet Lb de 3"	2	Q 256.7
Conductor 350 MCM	14 metros	Q 114.09
Conductor 3/0, forro THHN	36 metros	Q 50.77
Abrazadera puesta a tierra de 2" Cu	4	Q 410.72
Conductor 2/0 THHN, para puesta a tierra	12 metros	Q 39.76

**7.3.4 Lista de materiales para la interconexión del tablero
TDP-T3 con el tablero TP-T4**

Tabla XXIII. Lista de materiales para la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T4

MATERIAL	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO
Ducto HG de 3" x 3 metros	11	Q 245.29
Tuerca Conduit de 3"	2	Q 5.99
Bushing Conduit de 3"	1	Q 11.92
Curva HG de 3" a 90°	1	Q 269.95
abrazadera unistrut de 3"	10	Q 9.47
Perno de manga de 2½ x ½ "	20	Q 3.48
Ducto HG de 2" x 3 metros	11	Q 148.32
Bushing Conduit de 2"	1	Q 4.63
Tuerca Conduit de 2"	2	Q 1.65
Curva HG de 2" a 90°	1	Q 71.88
Curva PVC de 2"	1	Q 8.56
Curva PVC de 3"	1	Q 38.24
PVC de 3" x 3 metros para electricidad	30	Q 55.27
Conductor 350 MCM	136 metros	Q 114.09
Conductor 3/0, forro THHN	40 metros	Q 50.77
Abrazadera puesta a tierra de 2" Cu	4	Q 410.72
Conductor 2/0 THHN, para puesta a tierra	12 metros	Q 39.76
Conector perno partido de 350 MCM	5	Q 79.09
Conector perno partido de 3/0	15	Q 27.38
Varilla de cobre 5/8" x 8'	1	Q 63.89

7.3.5 Lista de materiales para la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T5

Tabla XXIV. Lista de materiales para la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T5

MATERIAL	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO
Ducto HG de 3" x 3 metros	6	Q 148.32
Tuerca Conduit de 2"	8	Q 1.65
Bushing Conduit de 2"	4	Q 4.63
Curva HG de 3" a 90°	4	Q 71.88
Abrazadera unistrut de 2"	2	Q 7.76
Riel unistrut	0.5	Q 138.08
Perno de manga de 2½ x ½ "	20	Q 3.48
Conector perno partido 3/0	5	Q 27.38
Conector perno partido 1/0	15	Q 14.26
Curva HG de 2" a 90°	1	Q 71.88
Abrazadera Unistrut de 2"	10	Q 9.47
PVC de 2" x 3 metros para electricidad	40	Q 38.24
Curva PVC de 2"	2	8.56
Conductor 3/0, forro THHN	90 metros	Q 50.77
Conductor 1/0, forro THHN	270 metros	Q 30.80
Abrazadera puesta a tierra de 2" Cu	4	Q 410.72
Conductor 2/0 THHN, para puesta a tierra	12	Q 39.76
Bentonita	2 sacos	Q 54.76
Cloruro de magnesio	1 lb.	Q 13.65
Varilla de cobre 5/8" x 8'	1	Q 63.89

El conductor 3/0 con forro THHN será utilizado para el neutral, el conductor 1/0 será utilizado para el circuito trifásico lo cual corresponden 90 metros por fase lo que hace un total de 270 metros.

7.4 Lista de materiales para la interconexión del transformador pad mounted con el tablero TDP-T3

Para la instalación de los ductos que albergaran los cables que unirán el lado secundario del transformador con el tablero principal del centro de carga situado en el edificio T3, se estudiaron los materiales más importantes, estos se muestran en la tabla XXV.

Tabla XXV. Lista de materiales para la interconexión del transformador padmounted con el tablero TDP-T3

MATERIALES	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO
Ducto HG de 4" x 3 metros	4	Q 353.68
Tuerca Conduit de 4"	16	Q 6.56
Bushing Conduit de 4"	8	Q 13.63
Curva HG de 4" a 90°	8	Q 567.03
Conductor 500 MCM	38 metros	Q 144.89
Conector en entallar de doble agujero 500 MCM	30	Q 140.33
Abrazadera puesta a tierra 4" Cu	16	Q 855.68
Conductor Cu 2/0 AWG – THHN	30 metros	Q 39.76

El conductor de 500 MCM, será utilizado para el neutral, y fase, el conductor de 2/0 será utilizado para las tierras de la instalación.

7.5 Características del cable THHN

El conductor de cobre suave, en cableado concéntrico con aislamiento de policloruro de vinilo (PVC) y sobrecapa protectora de poliamida (Nylon).

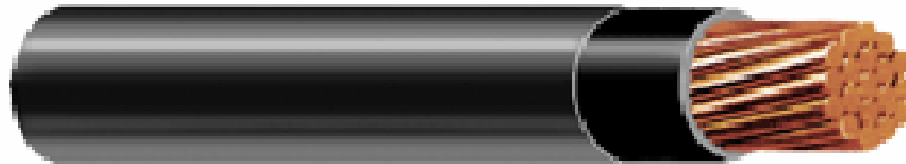
1. Especificaciones: el cable THWN/THHN cumple con las siguientes especificaciones:
 - NOM-063-SCFI: productos eléctricos -conductores- requisitos de seguridad
 - NMX-J-10: conductores con aislamiento termoplástico a base de policloruro de vinilo, para instalaciones hasta 600 V.

2. Principales aplicaciones: el cable THWN/THHN es un producto de uso general usado en sistemas de iluminación y distribución de baja tensión.

3. Características:
 - Tensión máxima de operación 600 Voltios.
 - Temperatura máxima en el conductor: ambiente mojado 75° C., ambiente mojado 75° C., ambiente seco o húmedo 90° C.
 - Antiflama, resistente a la propagación de incendios.

4. Ventajas:
 - La sobrecapa de Nylon ofrece una gran resistencia al aceite, a la abrasión y a los agentes químicos.
 - Apropriados para instalarse en lugares húmedos o secos. Ver figura 30.

Figura 30. Conductor THHN



En la tabla XXVI, se muestran las características técnicas de cables THHN específicamente.

Tabla XXVI. Características técnicas del cable THHN

CABLE THWN/THHN 600 V.

Código	Calibre (AWG/ kCM)	Conductor		Espesor nominal del aislamiento / nylon (mm)	Diámetro exterior aprox. (mm)	Peso (kg/km)
		Número de hilos	Area (mm ²)			
1101140	14	19	2.082	0.38/0.10	2.9	3
1101120	12	19	3.307	0.38/0.10	3.4	4
1101100	10	19	5.260	0.51/0.10	4.3	6
1101080	8	19	8.367	0.76/0.13	5.7	10
1101060	6	19	13.300	0.76/0.13	6.7	15
1101040	4	19	21.150	1.02/0.15	8.5	24
1101020	2	19	33.620	1.02/0.15	10.1	36
1101110	1/0	19	53.480	1.27/0.18	12.7	56
1101210	2/0	19	67.430	1.27/0.18	13.9	70
1101310	3/0	19	85.010	1.27/0.18	15.2	87
1101410	4/0	19	107.200	1.27/0.18	16.7	108
1102510	250	37	126.700	1.52/0.20	18.5	128
1103010	300	37	152.000	1.52/0.20	19.9	152
1103510	350	37	177.300	1.52/0.20	21.3	177
1104010	400	37	202.700	1.52/0.20	22.5	201
1105010	500	37	253.400	1.52/0.20	24.7	249

Nota: Estos datos son aproximados y están sujetos a tolerancias de manufactura.
Estos códigos de artículos corresponden a conductores con aislamiento de color negro.

Fuente: PROCOBRE. Conductores eléctricos. Pág. 10

7.6 Características técnicas-eléctricas del tablero de distribución principal TDP-T3

El centro de carga se debe seleccionar de acuerdo a la capacidad en amperios de las barras y la cantidad de polos, estos en función de la cantidad de circuitos derivados que se van a instalar. Normalmente para dimensionar la cantidad de polos de un tablero se debe aplicar la siguiente ecuación:

$$No. \text{ POLOS TABLERO} = \frac{3}{2} * No. \text{ POLOS}$$

Según el diagrama unifilar de la nueva subestación se tienen 6 circuitos trifásicos que pertenecen a T2, T3A, T3B, T3, T4 y T5. Estos hacen un total de $6 * 3 = 18$ polos. Por lo que el número total de polos que deberá llevar el tablero TDP-T3 = $1.5 * 18 = 27$, por lo tanto se debe de seleccionar un tablero trifásico de 24 polos, con esto se prevé la ampliación de carga a instalar en el inmueble y se evita estar colocando interruptores termomagnéticos con construcción menor que la normal. En la tabla XXVII se muestran las características del tablero TDP-T3.

Una característica muy importante en criterio de selección de las protecciones es el estudio de la asimetría de la corriente de falla. La corriente alterna estable es siempre simétrica alrededor del eje. Sin embargo, al producirse un cortocircuito, resulta generalmente una onda asimétrica, que tiende a volverse simétrica al aproximarse al estado estable, después de unos cuantos ciclos. En las instalaciones grandes, usualmente la resistencia de los cables es despreciable comparada con la reactancia inductiva, por lo que el ángulo de fase en el momento de un cortocircuito es de aproximadamente 90° . La falla se puede producir en cualquier momento de la onda de voltaje.

Tabla XXVII. Características técnicas y eléctricas del tablero de distribución principal TDP-T3

MATERIALES	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO
<p>Tablero de distribución para servicio 208/120 trifásico, con Barras de 1500 Amperios, de 24 polos, cuadro de medición de voltaje por línea y amperaje por línea, con protección principal de 3 x 1500 Amperios de 55 KASYS, y ajuste de disparo en 800 Amperios, 1200 Amperios, 1500 Amperios con derivaciones:</p> <p align="center">3 x 225 Amperios – 25 KASYS 3 x 225 Amperios – 25 KASYS 3 x 225 Amperios – 25 KASYS</p> <p align="center">3 x 150 Amperios – 25 KASYS 3 x 150 Amperios – 25 KASYS</p> <p align="center">3 x 125 Amperios – 25 KASYS 3 x 125 Amperios – 25 KASYS</p>	1	Q 131,003.00

Si un cortocircuito ocurre en el pico de la onda de voltaje, la onda de corriente comienza en cero y traza una curva sinusoidal simétrica, porque tiene que mantener su relación de fase, con la corriente atrasada en 90°. Si el cortocircuito se establece en el instante del valor nulo de la onda de voltaje, la onda de corriente tiene que empezar de cero, por estar iniciándose la falla; pero a la vez debe cumplir la condición de estar atrasada en 90°, y por lo tanto estar en su máximo.

Estas condiciones solamente se pueden cumplir simultáneamente, si se considera un nuevo eje, que esta desplazado con respecto al eje original.

La onda de corriente, por su característica inductiva, siempre tiene que mantenerse desfasada en 90° , siguiendo la de voltaje. Conforme va disminuyendo el efecto transitorio y se establece el régimen permanente, la corriente se vuelve simétrica con respecto al eje de voltaje.

Analizar ondas asimétricas matemáticamente como una sola onda es bastante complejo, y de difícil interpretación para el diseño de la protección. Para simplificar estos cálculos, se divide la corriente total asimétrica en dos componentes sencillas, cuyo efecto se superpone, una es una corriente alterna simétrica, y la otra una corriente directa de carácter decreciente.

La magnitud de componente de corriente directa depende del instante en que se produce el cortocircuito, variando entre el máximo, cuando éste se produce en un cero del voltaje, y cero si se produce en un máximo del voltaje. Si no hubiese ninguna resistencia en el circuito, la corriente asimétrica continuaría indefinidamente así, pero en la práctica siempre hay algo de resistencia, y la componente de C.D. decae a cero en unos cuantos ciclos.

Los elementos de protección deben resistir el paso de la corriente máxima asimétrica de cortocircuito. Es sumamente difícil calcular exactamente el valor eficaz de esta corriente, por lo que en la práctica se aplican factores empíricos.

7.7 Memoria de cálculos para los conductores, tubería y flipones

Básicamente ya tenemos los materiales y conductores descritos que serán usados en la construcción de la nueva subestación pero de alguna manera necesitamos justificar los materiales debido a que por diferentes razones es necesario calcular la capacidad de conducción de los conductores que interconectaran los tableros de cada edificio con el tablero de distribución principal, entre estas razones tenemos caída de tensión debido a

las distancias entre tableros, otra es la tercera armónica que se genera en las cargas no lineales que en su mayoría son cargas nuevas como computadores y ordenadores, lámparas fluorescentes, estos armónicos tienen la capacidad de sumarse en el neutro del sistema deformando la señal senoidal. A continuación describimos dichos cálculos en los que se involucran factores de corrección en 50% más para el área de conductores de fase y 250% para el área del neutral, y la aplicación del factor de cresta etc.

Cálculo de conductores de interconexión del tablero TDP-T3 y el tablero TP-T2

Distancia entre tableros = 85 m \Rightarrow por ser trifásico: $\sqrt{3} * 85 = 147.22$ m

Voltaje de alimentación trifásico = 208 voltios de fase a fase.

Demanda de potencia al 70% = 60.9 KVA.

Caída de tensión obtenida $e = 2\% \Rightarrow 0.02 * 208 \text{ V} = 4.16 \text{ V}$.

Conductores THHN de cobre, conductividad $\sigma = 56 \frac{m}{\Omega - mm^2}$

$$I = \frac{60.9 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 208 \text{ V}} = 169.04 \text{ A / fase}$$

Por el método de regulación se tiene que el área del conductor es:

$$a = \frac{169.04 \text{ A} * 147.22 \text{ m}}{4.16 \text{ V} * 56 \frac{m}{\Omega - mm^2}} = 106.82 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{corresponde al área de un 4/0}$$

Se hace corrección de 50% más en el área del conductor por 3ª armónica, se tiene:

$$1.5 * 106.82 = 160.24 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{usar un 350 MCM por fase.}$$

Para el neutral se hace una corrección del 250% por 3ª armónica.

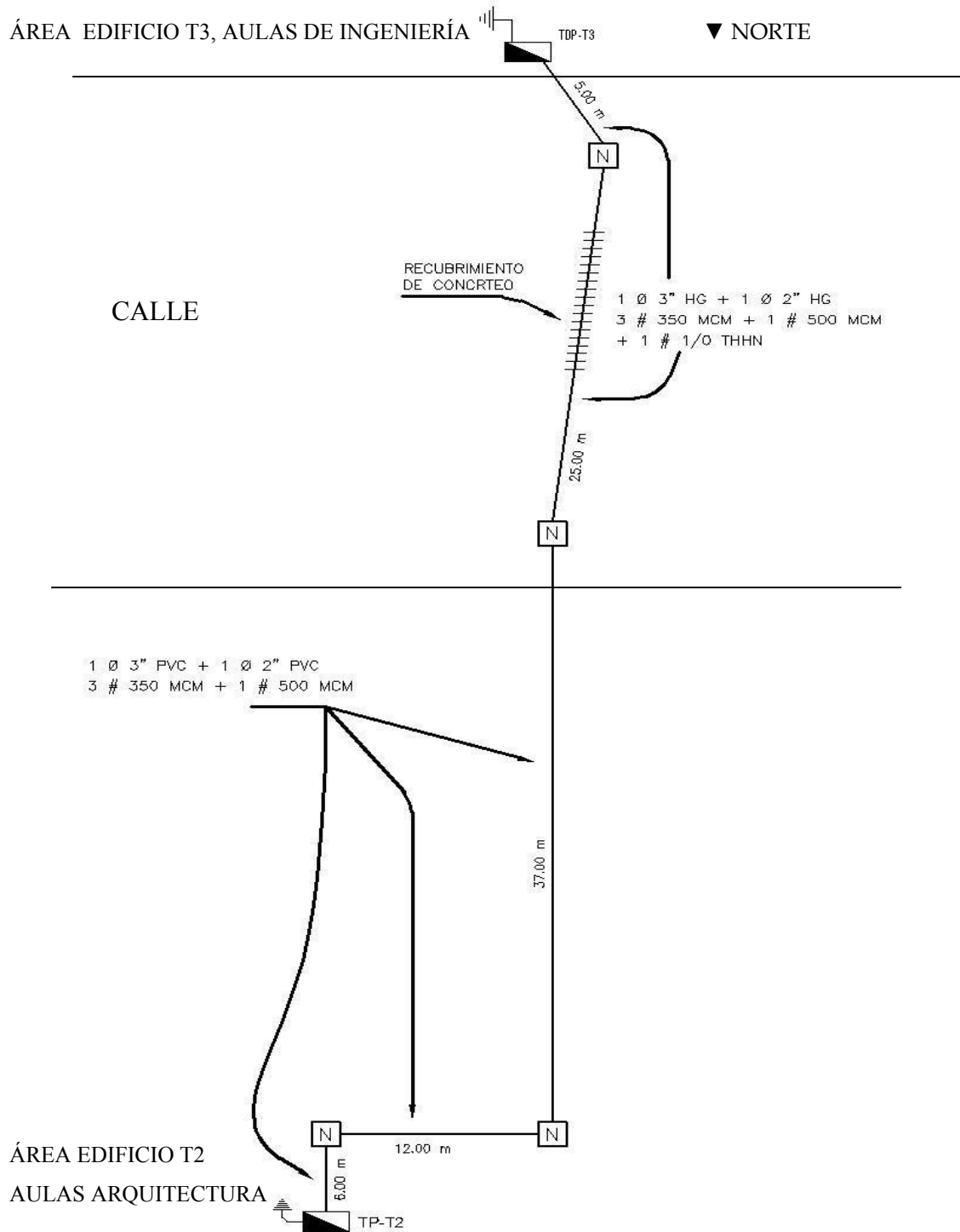
$$2.5 * 106.8 = 267.06 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{usar un 500 MCM para el neutro.}$$

Ductos PVC de 3" + 1 PVC de 2"

Flipones: si $I = 169.04 \text{ A}$ entonces los flipones serán de $1.25 * 169.04 = 211.3 \text{ A}$

Usar flipones de 3 x 225 A.

Figura 31. Distancia y ubicación de la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T2



Cálculo de conductores de interconexión del tablero TDP-T3 y el tablero TP-T3

Distancia entre tableros = 12 m \Rightarrow por ser trifásico: $\sqrt{3} * 12 = 20.78$ m

Voltaje de alimentación trifásico = 208 voltios de fase a fase.

Demanda de potencia al 70% = 43.8 KVA.

Caída de tensión obtenida $e = 0.5 \% \Rightarrow 0.005 * 208 \text{ V} = 1 \text{ V}$.

Conductores THHN de cobre, conductividad $\sigma = 56 \frac{m}{\Omega - mm^2}$

$$I = \frac{43.8 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 208 \text{ V}} = 121.58 \text{ A / fase}$$

Por el método de regulación se tiene que el área del conductor es:

$$a = \frac{121.58 \text{ A} * 20.78 \text{ m}}{1 \text{ V} * 56 \frac{m}{\Omega - mm^2}} = 45.12 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{corresponde al área de un 1/0}$$

Se hace corrección de 50% mas en el área del conductor por 3ª armónica, se tiene:

$$1.5 * 45.12 = 67.67 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{usar un 3/0 por fase.}$$

Para el neutral se hace una corrección del 250% por 3ª armónica.

$$2.5 * 67.67 = 169.18 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{usar un 350 MCM para el neutro.}$$

Ductos usar 2 HG de 3"

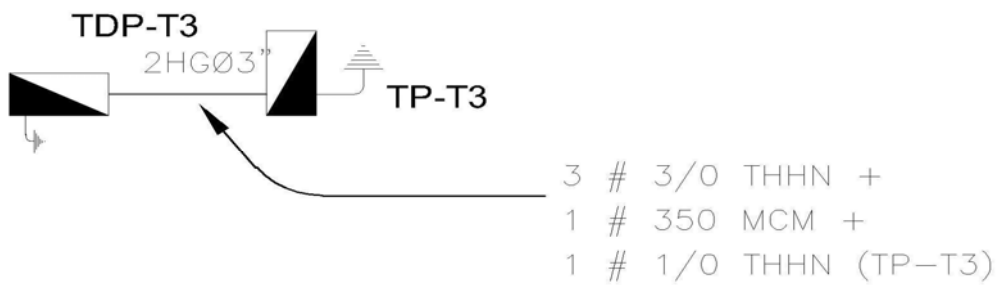
Flipones: si $I = 121.58 \text{ A}$ entonces los flipones serán de $1.25 * 121.58 = 151 \text{ A}$

Usar flipones de 3 x 150 A, con $I_{cc} = \frac{1}{Z} I_n = \frac{1}{0.009} 150 \text{ A} = 16 \text{ KA}$. En el mercado se encuentran de 25 KA.

Figura 32. Distancia y ubicación de la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T3

ÁREA EDIFICIO T3, AULAS DE INGENIERÍA

▼ NORTE



CALLE

ÁREA DE EDIFICIO T2, AULAS DE ARQUITECTURA

Cálculo de conductores de interconexión del tablero TDP-T3 y el tablero TP-T4

Distancia entre tableros = 130 m \Rightarrow por ser trifásico: $\sqrt{3} * 130 = 225.16$ m

Voltaje de alimentación trifásico = 208 voltios de fase a fase.

Demanda de potencia al 70% = 41.1 KVA.

Caída de tensión obtenida e = 4.4 % $\Rightarrow 0.044 * 208$ V = 9.15 V.

Conductores THHN de cobre, conductividad $\sigma = 56 \frac{m}{\Omega - mm^2}$

$$I = \frac{41.1 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 208 \text{ V}} = 114.08 \text{ A / fase}$$

Por el método de regulación se tiene que el área del conductor es:

$$a = \frac{114.08 \text{ A} * 225.16 \text{ m}}{9.15 \text{ V} * 56 \frac{m}{\Omega - mm^2}} = 50.40 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{corresponde al área de un 1/0}$$

Se hace corrección de 50% mas en el área del conductor por 3ª armónica, se tiene:

$$1.5 * 50.40 = 76.6 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{usar un 3/0 por fase.}$$

Para el neutral se hace una corrección del 250% por 3ª armónica.

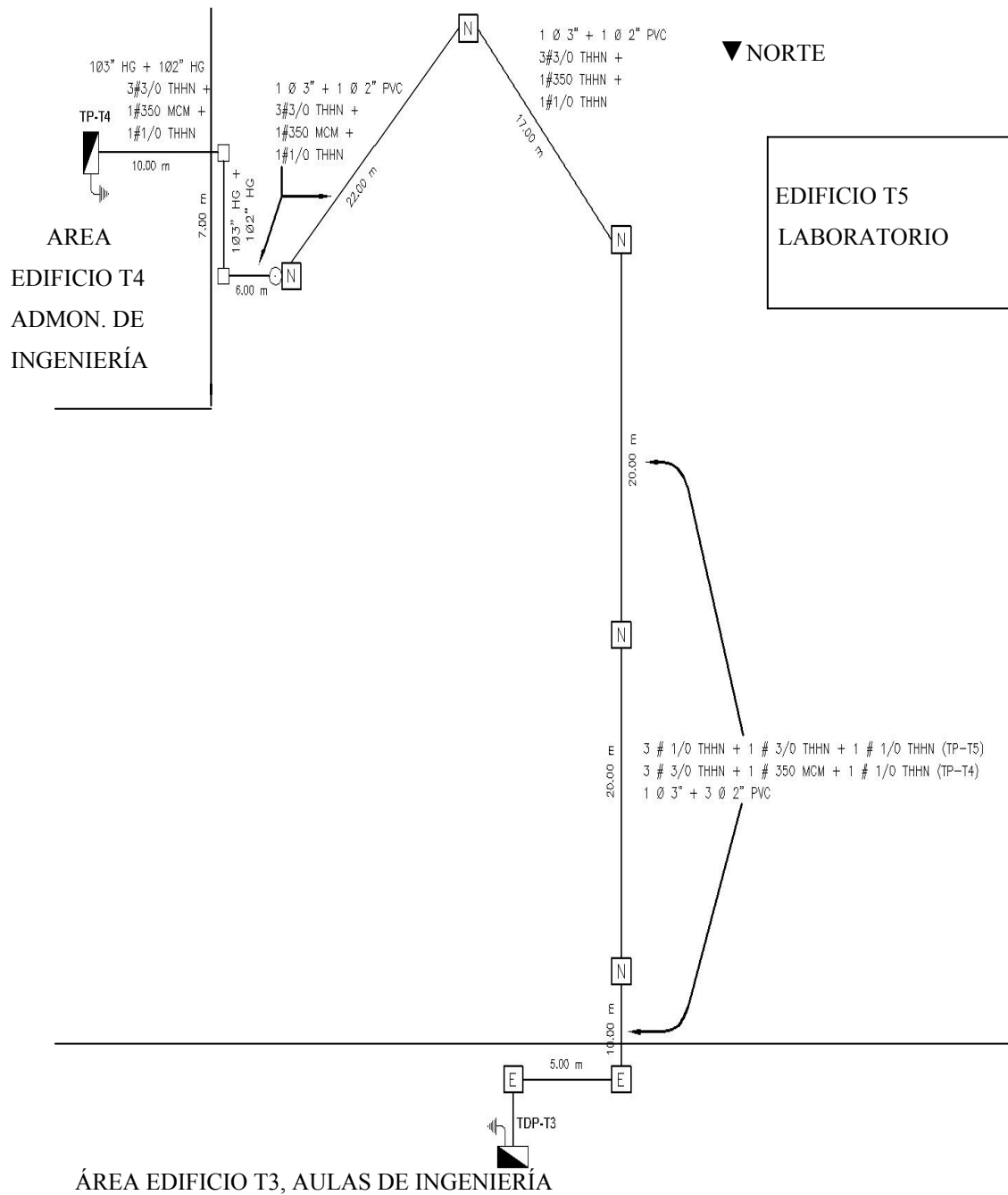
$$2.5 * 76.6 = 183.44 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{usar un 350 MCM para el neutro.}$$

Ductos usar PVC de 3" + 1 PVC de 2"

Flipones: si I = 114.08 A entonces los flipones serán de $1.25 * 114.08 = 142$ A

Usar flipones de 3 x 150 A.

Figura 33. Distancia y ubicación de la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T4



Cálculo de conductores de interconexión del tablero TDP-T3 y el tablero TP-T5

Distancia entre tableros = 80 m \Rightarrow por ser trifásico: $\sqrt{3} * 80 = 138.56$ m

Voltaje de alimentación trifásico = 208 voltios de fase a fase.

Demanda de potencia al 70% = 28.7 KVA.

Caída de tensión obtenida e = 4.1 % $\Rightarrow 0.041 * 208$ V = 8.5 V.

Conductores THHN de cobre, conductividad $\sigma = 56 \frac{m}{\Omega - mm^2}$

$$I = \frac{28.7 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 208 \text{ V}} = 79.66 \text{ A / fase}$$

Por el método de regulación se tiene que el área del conductor es:

$$a = \frac{79.66 \text{ A} * 138.56 \text{ m}}{8.5 \text{ V} * 56 \frac{m}{\Omega - mm^2}} = 23.18 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{corresponde al área de un \# 2}$$

Se hace corrección de 50% mas en el área del conductor por 3ª armónica, se tiene:

$$1.5 * 23.18 = 37.78 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{usar un 1/0 por fase.}$$

Para el neutral se hace una corrección del 250% por 3ª armónica.

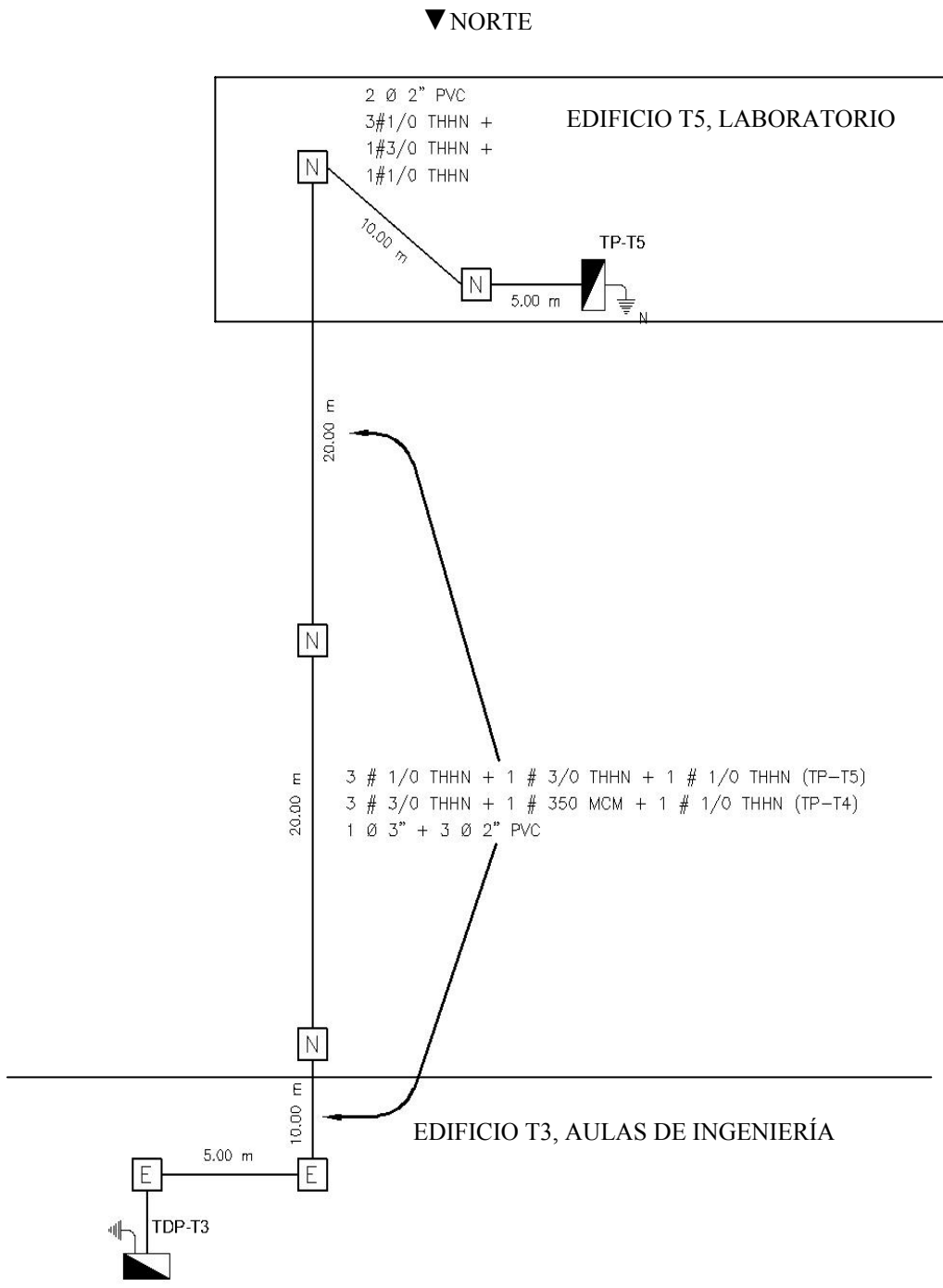
$$2.5 * 37.78 = 86.96 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{usar un 3/0 para el neutro.}$$

Ductos usar PVC 2 PVC de 2"

Flipones: si $I = 79.66$ A entonces los flipones serán de $1.25 * 79.76 = 99.57$ A

Usar flipones de 3 x 125 A.

Figura 34. Distancia y ubicación de la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero TP-T5



Cálculo de conductores de interconexión del tablero TDP-T3 y el tablero T3-A

Distancia entre tableros = 18 m \Rightarrow por ser trifásico: $\sqrt{3} * 18 = 31.18$ m

Voltaje de alimentación trifásico = 208 voltios de fase a fase.

Demanda de potencia al 70% = 58 KVA.

Caída de tensión obtenida $e = 0.5 \% \Rightarrow 0.005 * 208 \text{ V} = 1 \text{ V}$.

Conductores THHN de cobre, conductividad $\sigma = 56 \frac{m}{\Omega - mm^2}$

$$I = \frac{58 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 208 \text{ V}} = 160.99 \text{ A / fase.}$$

Por el método de regulación se tiene que el área del conductor es:

$$a = \frac{161 \text{ A} * 31.18 \text{ m}}{1 \text{ V} * 56 \frac{m}{\Omega - mm^2}} = 89.67 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{corresponde al área de un 3/0}$$

Se hace corrección de 50% mas en el área del conductor por 3ª armónica, se tiene:

$$1.5 * 85 = 127 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{usar un 250 MCM por fase.}$$

Para el neutral se hace una corrección del 250% por 3ª armónica.

$$2.5 * 89.67 = 225 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{usar un 500 MCM para el neutro.}$$

Ductos usar 2 HG de 4"

Flipones: si $I = 160.99 \text{ A}$ entonces los flipones serán de $1.25 * 160.99 = 201.25 \text{ A}$

Usar flipones de 3 x 225 A.

Cálculo de conductores de interconexión del tablero TDP-T3 y el tablero T3-B

Distancia entre tableros = 18 m \Rightarrow por ser trifásico: $\sqrt{3} * 18 = 31.18$ m

Voltaje de alimentación trifásico = 208 voltios de fase a fase.

Demanda de potencia al 70% = 64 KVA.

Caída de tensión obtenida $e = 0.5 \% \Rightarrow 0.005 * 208 \text{ V} = 1 \text{ V}$.

Conductores THHN de cobre, conductividad $\sigma = 56 \frac{m}{\Omega - mm^2}$

$$I = \frac{64 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 208 \text{ V}} = 177.65 \text{ A / fase}$$

Por el método de regulación se tiene que el área del conductor es:

$$a = \frac{177 \text{ A} * 31.18 \text{ m}}{1 \text{ V} * 56 \frac{m}{\Omega - mm^2}} = 98.88 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{corresponde al área de un 4/0}$$

Se hace corrección de 50% mas en el área del conductor por 3ª armónica, se tiene:

$$1.5 * 98.88 = 148.32 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{usar un 350 MCM por fase.}$$

Para el neutral se hace una corrección del 250% por 3ª armónica.

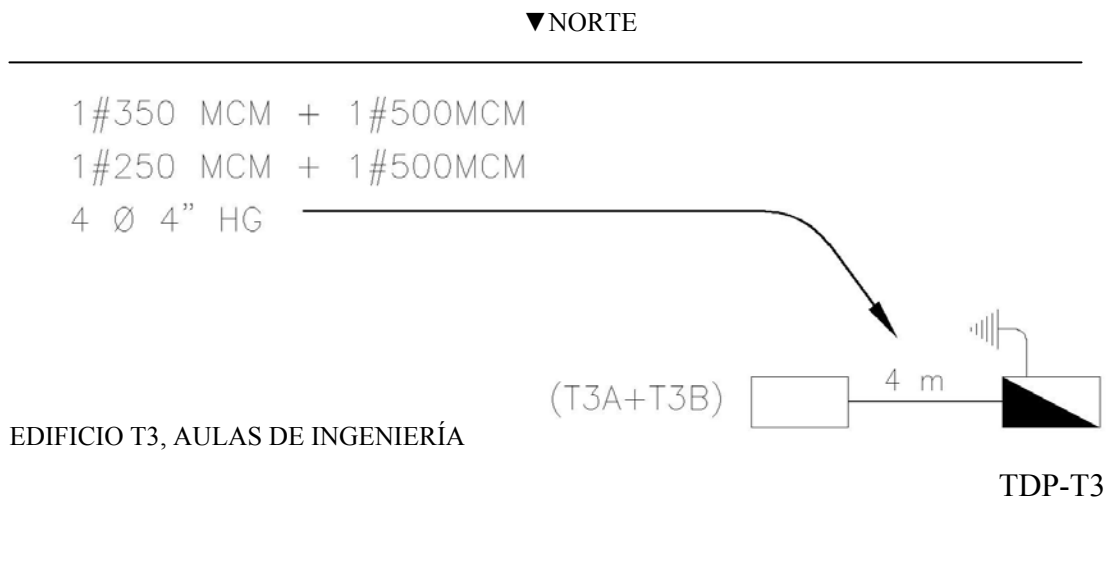
$$2.5 * 98.88 = 247.2 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{usar un 500 MCM para el neutro.}$$

Ductos usar 2 HG de 4"

Flipones: si $I = 177.65 \text{ A}$ entonces los flipones serán de $1.25 * 177.65 = 222.06 \text{ A}$

Usar flipones de 3 x 225 A.

Figura 35. Distancia y ubicación de la interconexión del tablero TDP-T3 con el tablero T3-A y T3-B.



Cálculo de la corriente de interruptor principal

Corriente del circuito TP-T2	225 A/fase
Corriente del circuito TP-T3	150 A/fase
Corriente del circuito TP-T4	150 A/fase
Corriente del circuito TP-T5	125 A/fase
Corriente del circuito T3A	225 A/fase
Corriente del circuito T3B	<u>225 A/fase</u>
Total demanda de corriente	1100 A/fase

Lo que define una $I = 1.25 * 1100 \text{ A} = 1375 \text{ A} \Rightarrow$ usar un interruptor de 3 x 1500 A.

La corriente de cortocircuito se calcula en función de la impedancia del transformador la cual fue definida de 5%, de la siguiente forma:

$$I_{cc} = \frac{1}{Z} I_n = \frac{1}{0.05} 1500 \text{ A} = 30000 \text{ A} = 30 \text{ KA.}$$

Por definición la $I_{cc} \geq 30 \text{ KA}$, por seguridad se toma un valor de 55 KASYM.

El conductor se puede calcular en función de la corriente, si se toma que por fase se transportan 1500 Amperios entonces usar 5 cables de 500 MCM/fase debido a que el cada uno de estos es capaz de transportar 320 Amperios para una temperatura de 60° C, lo que da que $320 * 5 = 1600 \text{ A}$.

8 MEDICIÓN DE LA ENERGÍA COMERCIAL

8.1 Generalidades

Se entiende por medición de un sistema eléctrico, y en particular de una subestación, a la operación de un conjunto de diferentes aparatos conectados a los secundarios de los transformadores de instrumentos de corriente y potencial, (CT y PT respectivamente) que miden las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de las instalaciones de alta y de baja tensión, así como de los dispositivos auxiliares de la subestación de que se trate.

8.2 Magnitudes eléctricas

En una subestación es necesario conocer las siguientes magnitudes eléctricas:

- Corriente.
- Tensión.
- Frecuencia.
- Factor de potencia.
- Potencias activa y reactiva.
- Energía.

Para conocer las magnitudes se utilizan aparatos que pueden ser de lectura directa o de tipo graficador, según se requiera:

- Amperímetros.

- Voltímetros.
- Frecuencímetros.
- Medidores de Factor de Potencia.
- Wattmetros y vármetros.
- Wathhorímetros y varhorímetros.

La selección de la medición para cada elemento de la instalación se hace en función de cada aparato.

8.3 Sistemas de medición

El sistema de medición de una subestación puede ser de tres tipos:

- Local.
- Remoto o telemedición.
- Mixto.

Para la subestación en estudio, se establece que se hará énfasis en la descripción de la medición remota o telemedición.

8.3.1 Sistema de medición remoto

Este método se utiliza para transmitir datos de medición de la instalación considerada al centro de control del sistema.

Debido a que el equipo de telecontrol no está diseñado para operar con señales del orden de volt o amperes, se conectan estas señales a transductores que las transforman en miliamperes. Los transductores convierten las señales de corriente alterna de los transformadores de instrumento, en señales de corriente directa con valor máximo de un

miliampere, señales que ya pueden ser manipuladas por el demandómetro. Generalmente en instalaciones grandes, las empresas eléctricas incluyen en sus tarifas cargos por demanda, esto se justifica porque las empresas tienen que disponer de una reserva de potencia para poder cumplir con esa demanda e invertir proporcionalmente en su sistema de distribución.

El demandómetro es un dispositivo que indica o registra la demanda. Esto implica la medición de una cantidad eléctrica y otra de tiempo, que deben ser combinadas por el elemento indicador. La demanda se define generalmente como la carga (en unidades de potencia) promediada en un intervalo de tiempo estipulado, que puede ser de 15, 30 o 60 minutos. Demanda máxima, es la mayor de demanda de una instalación durante un periodo determinado (mes, día).

Se acostumbra enviar por telemedición (vía celular) las siguientes mediciones:

- Factor de potencia.
- Tensión en los buses principales.
- Frecuencia en los buses principales.
- Potencia activa y reactiva que fluye en líneas y bancos.
- Corrientes.

8.4 Zonas de medición en las subestaciones

Las mediciones que se acostumbran efectuar en las diferentes zonas en que se divide una subestación, son las siguientes:

1. Bancos de transformadores: en los bancos de transformadores conviene disponer de medición de potencia real y reactiva, o waththorímetros, trifásicos de tres elementos.

2. líneas y cables: en las líneas de transmisión y cables de potencia, a su llegada a la subestación, conviene disponer de medición de potencia real y reactiva, utilizando medidores trifásicos de tres elementos, así como medición de corriente. En las líneas que entregan o reciben energía a sistemas de empresas diferentes, conviene tener medición de potencia real y reactiva, así como de energía real recibida y entregada. En este caso se utilizan wathhorímetros y vármetros. En circuitos que representan puntos de suministro a consumidores industriales de alta tensión, se requiere medición de la energía real entregada, integración de la potencia reactiva entregada y medición de la demanda máxima.
3. Barras colectoras: en las barras colectoras de los diferentes niveles de tensión, es suficiente medir la tensión en una sola fase.

8.5 Transformadores para instrumentos

El uso de transformadores de instrumento, desde el punto de vista de medición se puede dividir en dos partes, una que cubre las mediciones de corriente y otra que cubre las mediciones de tensión.

Estos equipos son diseñados para medir C.A. en las estaciones generadoras, estaciones transformadoras y líneas de transmisión. Junto con instrumentos de medición de C.A. (voltímetros, amperímetros, vatímetros, VARímetros, etc.) la división de estos transformadores de acuerdo a su uso es: transformadores de potencial (PT's) y transformadores de corriente (CT's).

Los transformadores de instrumentos realizan dos funciones importantes: sirven para extender el rango de los instrumentos de medida de C.A. mucho de lo que las resistencias en derivación (shunt) y los multiplicadores extienden el rango de los

medidores de C.D. También sirven para aislar el instrumento de medida del alto voltaje de línea de potencia.

El rango de un amperímetro de C.D. se puede extender empleando un shunt que divide la corriente a medir entre el medidor y el shunt. Este método es satisfactorio para circuitos de C.D. pero en los circuitos de C.A. la división de corriente depende no solamente de las resistencias de metro y el shunt sino de sus reactancias. Puesto que las mediciones de C.A. se efectúan sobre un amplio rango de frecuencias se hace difícil obtener un alto grado de exactitud.

El aislamiento del instrumento de medida de alto voltaje de la línea de potencia es importante cuando consideramos que los sistemas de potencia de C.A. frecuentemente operan en el orden de KV. Sería impráctico traer línea de alto voltaje hasta el panel de instrumentos para medir voltajes y corrientes. No solamente por el peligro involucrado sino también por los problemas de aislamiento al tener varias líneas de alto voltaje muy juntas una a la otra dentro de un espacio limitado. Cuando se emplea un transformador de instrumentos solamente se trae alambre con bajo voltaje desde el secundario del transformador hasta el panel de instrumentos y únicamente existen bajos voltajes entre estos alambres y tierra, minimizando por consiguiente los peligros y los problemas de aislamiento.

8.6 Transformadores de corriente (CT's)

Son diseñados para conexión en serie con la línea; de la misma manera que un amperímetro ordinario. La corriente secundaria soporta una relación conocida con la corriente primaria: consecuentemente cualquier cambio en la corriente primaria será reflejado en el medidor o en otros circuitos conectados en serie con las terminales secundarias del transformador. El transformador de corriente utilizado para medir amperaje, se conecta en serie con la línea de alta tensión y en el secundario se conecta el

instrumento de medición. En la práctica es considerado como un elemento reductor de corriente, pues, una corriente elevada I_1 transformada para obtener una corriente reducida I_2 de un valor soportable por los instrumentos eléctricos utilizados. Los transformadores de corriente vienen provistos de pocas espiras de alambre de cobre de un calibre grueso. El cual soportara la corriente primaria y en el secundario el calibre del conductor es más delgado ya que están diseñados para una corriente nominal de 5 amperios cuando en el primario circula su corriente nominal.

Como los CT's son diseñados para alimentar algunos instrumentos eléctricos de baja impedancia, tales como amperímetros, bobinas de corriente de vatímetros, bobinas de corriente de medidores de energía eléctrica, relés de corriente, etc., por lo que se dice que estos transformadores trabajan en corto circuito.

El transformador de corriente algunas veces tiene primario pero siempre tiene devanado secundario. Si hay devanado primario, el número de vueltas es pequeño. En la mayoría de los casos, el primario solamente una vuelta o un simple conductor conectado en serie con la carga cuya corriente se va a medir. El devanado secundario tiene un número mayor de vueltas, se conecta a un medidor de corriente o a la bobina de un relé. A menudo el devanado primario es un solo conductor en la forma de una barra pesada de cobre o latón insertada a través de núcleo del transformador, tal CT se llama del tipo de barra.

El devanado secundario del CT normalmente se diseña para que entregue una corriente de 5 amperios. Un transformador de corriente del tipo barra de 800/5 A tiene 160 vueltas en su bobina secundaria. El devanado primario del CT se conecta directamente al circuito de carga. Cuando el devanado secundario se queda en circuito abierto el voltaje desarrollado a través de los terminales abiertos puede ser muy alto (debido a la relación de tensiones) y fácilmente se puede romper el aislamiento entre los

devanados secundarios. El devanado secundario de un transformador de corriente siempre debe estar cortocircuitado o conectado a un medidor o a una bobina de un relé.

Un CT nunca debe tener su secundario abierto mientras que el primario conduzca corriente. Una bobina de un relé, bobina de corriente de un vatímetro o simplemente en corto. Una falla en la observación de esta precaución puede resultar en serio daño al equipo o al personal de operarios.

Los transformadores de corriente tienen tres factores importantes:

Relación nominal:
$$\frac{I_1 * n}{I_2 * n} = K_c$$

Es la relación entre los valores nominales de $I_1 n$ e $I_2 n$ de las corrientes primarias y secundarias, respectivamente para los cuales los CT's están diseñados. La relación nominal es llamada relación de transformación, de donde se obtiene una constante entre espiras:

$$\frac{I_1 * n}{I_2 * n} = K_c \frac{N_2}{N_1}$$

Relación real:
$$\frac{I_1}{I_2} = K_r$$

Es la relación entre los valores exactos de I_1 de una corriente cualquiera correspondiente al primario de un CT. Pertenece al valor exacto de I_2 , verificado en el secundario del mismo. En virtud, del acople electromagnético, por lo que a cada corriente I_1 corresponde una corriente I_2 como consecuencia una K_r . El valor de K_r , es muy aproximado al valor de K_c debido a que han sido fabricados y tratados, especialmente. Como no es posible medir I con amperímetros, I_1 es, normalmente, un

valor elevado, debido a que se encuentra, normalmente en circuitos en alta tensión, por lo que la relación real aparece mas comúnmente indicada en la forma siguiente:

$$\frac{|I_1|}{|I_2|} = K_r$$

Factor de corrección de relación: $\frac{K_r}{K_c} = \text{FCRc}$

El factor por el cual debe ser multiplicada la relación de transformación K_c del CT para obtener la relación real K_r . De inmediato se ve que para cada K_r de un CT le corresponde un valor de FCRc . En virtud de estas variaciones, se determinan los valores límites superiores e inferiores de FCRc para cada CT, sobre condiciones específicas. En la práctica tenemos valores de corriente de I_2 tomadas con un amperímetro en el lado secundario del CT. Se multiplica la lectura leída en el amperímetro por K_c . Se obtiene el valor de corriente en el lado primario; este valor representa el valor medio de la corriente primaria y no el valor exacto de I_1 .

8.6.1 Clase de exactitud de los CT's

Es el valor máximo de error, expresado en porcentaje, que se puede introducir al CT en la indicación de vatímetros o el registro de un medidor de energía eléctrica en condiciones específicas, por los tres valores 0.3, 0.6, 1.2

8.6.2 Aplicación de los CT's en cuanto a exactitud

< 0.3: CT patrones, Mediciones de laboratorio, Mediciones especiales.

= 0.3: Mediciones de energía eléctrica para facturación.

= 0.6: Mediciones de energía eléctrica sin fines de facturación, Alimentación de instrumentos de control, Amperímetros, Vatímetros, Varímetros, Fasímetros.

Los CT's se utilizan de diferentes relaciones, de acuerdo con el equipo que va a medir. La clase y potencia de precisión para los secundarios de medición usados en subestaciones, puede variar entre 0.3 B0.1 y 0.3 B2.0 en donde las cargas normalizadas (burden) se designan por una B seguida por el valor de la impedancia en ohms, y antecedida por el valor de error máximo en por ciento, cuando se aplica dicha impedancia. La impedancia de carga para el equipo de la subestación comprende un mínimo de 0.1 (B-0.1) y un máximo de 8.0 (B-8.0). la precisión para la medición se designa por el error máximo admisible en por ciento, que el transformador introduce en la medición, operando a la corriente primaria nominal, a la frecuencia nominal y para una carga determinada conectada en el secundario, que para esta instalación varia en 0.1 y 2.0 ohms. Las precisiones normalizadas son 0.3, 0.6 y 1.2. Si se usa la de 0.3 quiere decir que se permite un error máximo de 0.3% para una carga de 0.1 y 2.0 ohms.

8.7 Transformadores de potencial (PT's)

Son diseñados para conexión línea-línea o línea-neutro. El voltaje secundario soporta una relación fija con el voltaje primario de tal forma que cualquier cambio de potencia en el circuito primario será exactamente reflejado en el medidor o en otros circuitos conectados a través de la terminal del secundario.

Los transformadores de potencial pueden ser usados con voltímetros para mediciones de voltaje, en combinación con transformadores de corriente para vatímetros o vatíhorímetros. Así también con relevadores de protección y muchas otras aplicaciones. El uso de un transformador de potencial busca normalmente aislar sin peligro el voltaje secundario, el cual es una representación proporcional exacta de un alto voltaje primario.

El transformador de potencial utilizado para la medición de voltajes tiene su bobinado primario conectado a la red de la carga y el bobinado secundario es usado para alimentar las bobinas de potencial de los instrumentos eléctricos de medición y protección. En la práctica es considerado un reductor de tensión, pues la tensión secundaria obtenida es una proporción de la tensión primaria donde $N_1 > N_2$ y una tensión $V_2 < V_1$, denominado V_1 a la tensión primaria y V_2 a la tensión secundaria. El PT debe satisfacer ciertos requerimientos de diseño que incluyen: la exactitud en la relación de vueltas, reactancias de dispersión pequeña, corriente de magnetización muy baja, mínima caída de voltaje, además puesto que se puede estar trabajando con voltajes primarios muy altos, el aislamiento entre los devanados primario y secundario debe ser capaz de soportar grandes diferencias de potencial y por consiguiente los requerimientos en el dieléctrico son muy altos.

En el caso normal, la bobina de alto voltaje es de una construcción circular en galletas, blindada para evitar tensiones dieléctricas locales. La bobina de bajo voltaje está devanada sobre una forma de papel y se ensamblan dentro de la bobina de alto voltaje. El conjunto se seca y se impregna en aceite. El núcleo y las bobinas se montan dentro de una caja de acero, la cual lleva los terminales de alto voltaje o bujes de porcelana. La caja se llena posteriormente con aceite aislante.

Recientes desarrollos en la industria del caucho sintético han introducido el transformador de potencial moldeado en porcelana en algunas aplicaciones.

Los transformadores de potencial se distinguen por sus tres relaciones siguientes:

Relación nominal:
$$\frac{V_1 * n}{V_2 * n} = K_p$$

La relación entre los valores nominales V_1 y V_2 de la tensión primaria y secundaria, respectivamente, son las tensiones para las cuales fueron construidos. Esta relación nominal especificada por el fabricante es indicada en la placa del PT conocida también como relación de transformación y en la práctica como una constante para cada PT. Esta es aproximadamente, igual a la relación entre espiras.

$$\frac{V_1 * n}{V_2 * n} = K_p \frac{N_1}{N_2}$$

Relación real: $\frac{V_1}{V_2} = K_r$

La relación del valor exacto V_1 de una tensión cualquiera aplicada al primario del PT, corresponde a un valor exacto V_2 verificado en el secundario. En virtud del acoplamiento electromagnético del PT, a cada V_1 corresponde una V_2 como consecuencia un K_r .

Factor de corrección de relación: $\frac{K_r}{K_c} = \text{FCRp}$

El factor por el que se debe multiplicar la relación de transformación K_p del PT para obtener su relación real K_r . De inmediato se ve que cada K_r corresponde un FCRp . En virtud de estas variaciones, se determinan los valores límites superiores e inferiores de FCRp , para cada PT sobre condiciones específicas. En la práctica tenemos el valor de tensión V_2 tomada con un voltímetro en el lado secundario del PT. Se multiplica este valor por K_p se obtiene el valor de tensión en lado primario que es el valor medio de la tensión primaria y no el valor exacto de V_1 .

8.7.1 Clase de exactitud de los PT's

Es el valor máximo de error, expresado en porcentaje, que puede introducir al PT en la medición de voltímetros o cualquier otro tipo de aparato en donde se utilice, en condiciones especificadas por los tres valores de exactitud: 0.3, 0.6, y 1.2. Se concluye que para un mismo PT, sometido a una misma tensión primaria V_1 los errores de relación de fase varían con el tipo de carga utilizada en el secundario el objetivo de determinar las calidades de los PT's es el comportamiento probable en la instalación, según las normas técnicas establecidas, definidas por clase de exactitud. De acuerdo a la norma C.57.13 de ANSI. Las clases de exactitud son:

- clase de exactitud 0.3
- clase de exactitud 0.6
- clase de exactitud 1.2

Para establecer la clase de exactitud de los PT's estos son previamente sometidos a diferentes pruebas en vacío. Colocando cargas patrones en el secundario, una cada vez sobre condiciones de tensión.

- Tensión nominal.
- 90% de tensión nominal.
- 110% de tensión nominal.

8.7.2 Aplicación de los PT's en cuanto a exactitud

< 0.3: PT patrones. Mediciones de laboratorio. Mediciones especiales.

= 0.3: Mediciones de energía eléctrica para facturación.

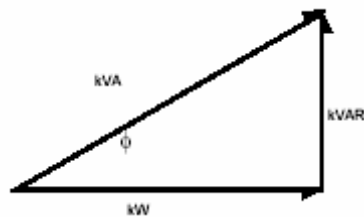
= 0.6: Mediciones de energía eléctrica sin fines de facturación, Alimentación de relés. Alimentación de instrumentos de corriente. Voltímetros, Vatímetros, Fasímetros.

= 1.2: Sincronoscopios, Frecuencímetros.

8.8 Factor de Potencia

La definición exacta de Factor de Potencia es: $f.p. = \cos \Phi$ que significa el valor del ángulo entre la potencia aparente en kVA, y la potencia activa expresada en kW en el triangulo de potencias de un sistema eléctrico, esto se comprende utilizando el triangulo de la figura 36.

Figura 36. Triangulo de potencias



En un triángulo de potencias como el mostrado se puede observar que la suma vectorial de la potencia activa en kW (Kilowatts) y la potencia reactiva en KVAR (Kilovoltamperio reactivo) es igual a la potencia aparente kVA (Kilovoltamper). Por lo que en un triángulo rectángulo como este se puede definir:

La relación trigonométrica $\cos\Phi = \frac{kW}{kVA}$ da la razón entre cateto adyacente y la

hipotenusa con respecto al ángulo Φ respectivamente. Este ángulo puede variar desde 0° hasta 90° por lo que el $\cos \Phi$ solo puede estar comprendido entre los valores: 1 y 0 correspondientemente. Con esta definición hecha de forma muy general podemos ahora comprender que en la practica el Factor de Potencia siempre será menor que 1, situación que tiene que ver con el tipo de carga instalada por los usuarios, normalmente EEGSA

emplea Normas Técnicas del Servicio de Distribución -NTSD- resolución CNEE No. - 09-99 en el capítulo III.

Artículo 49. Establece el valor mínimo para el Factor de Potencia.

El valor mínimo del Factor de Potencia se discrimina de acuerdo a la potencia del usuario, de la siguiente forma:

Usuarios con potencias de hasta 11 KW, f.p. = 0.85

Usuarios con potencia superiores a 11 KW, f.p. = 0.90

Artículo 50. Control para el Factor de Potencia.

El control se realizará en el punto de medición o en la acometida del usuario, en periodos mínimos de 7 días, registrando datos de energía activa y reactiva. El Factor de Potencia se determinará, efectuando mediciones tanto en el periodo horario de punta como en el resto del día, de acuerdo a lo indicado a continuación:

- F_{pot_p} : Factor de potencia para el periodo horario (p).
- $E_{energAct_p}$: Energía Activa registrada en el periodo de registro para el periodo horario (p).
- $E_{energReact_p}$: Energía Reactiva registrada en el periodo de registro para el periodo horario.

Artículo 51. Indemnización por bajo Factor de Potencia.

Indemnización por bajo Factor de Potencia, incluido en el contrato entre el Distribuidor y el usuario, estipulado en los Pliegos Tarifarios fijados por la Comisión.

- El consumidor hará funcionar sus equipos con un Factor de Potencia no menor del 85% EEGSA se reserva el derecho de aplicar tarifas especiales a consumidores que no cumplan lo establecido en este artículo.
- Correcciones del Factor de Potencia: el Factor de Potencia puede mejorarse con el uso de capacitores o motores sincrónicos, los cuales deben instalarse por cuenta del usuario.

8.9 Suministro para cargas trifásicas mayores de 202.5 KW (225 KVA) hasta 900 KW (1000 KVA)

Los requisitos constructivos para este tipo de suministro, establecidos por EEGSA; se enumeran a continuación en la tabla XXVIII.

Tabla XXVIII. Cargas trifásicas mayores de 225 KVA Y hasta 1000 KVA

Carga:	202.5 kW (225 kVA) a 900 kW (1000 KVA)
Tipo de Medición:	En Media Tensión (Medición Primaria)
Ubicación del Centro de Transformación:	Área adecuada dentro de la propiedad del cliente
Propietario del Centro de Transformación:	El cliente
Ubicación del Equipo de Medición:	Poste de EEGSA (40 metros).

Fuente: EEGSA. Manual de Acometidas. Pág. 54

- Es necesario que el cliente provea un área para instalar el centro de transformación y el equipo de medición, tomando en cuenta las especificaciones técnicas en cuanto a las protecciones a instalar.
- El equipo de medición, lo instalará EEGSA en un poste de su propiedad y en media tensión, en la vía pública para su lectura, inspección y verificación. Ver figura 37.

Aquí cabe hacer notar que se realizó un bosquejo del estudio de las diferentes áreas involucradas para la selección del nuevo sitio en donde se instalará el nuevo centro de transformación (transformador tipo padmounted), el cual incluye a su vez la ubicación de los transformadores de instrumentos, en conjunto con un contador demandómetro, necesarios para la medición de la energía eléctrica; los cuales serán propiedad de EEGSA, y en la figura 38, se da una proyección de cómo quedaría el proyecto de medición primaria en poste a criterio de EEGSA.

Figura 37. Área de ubicación del punto de medición de la energía eléctrica

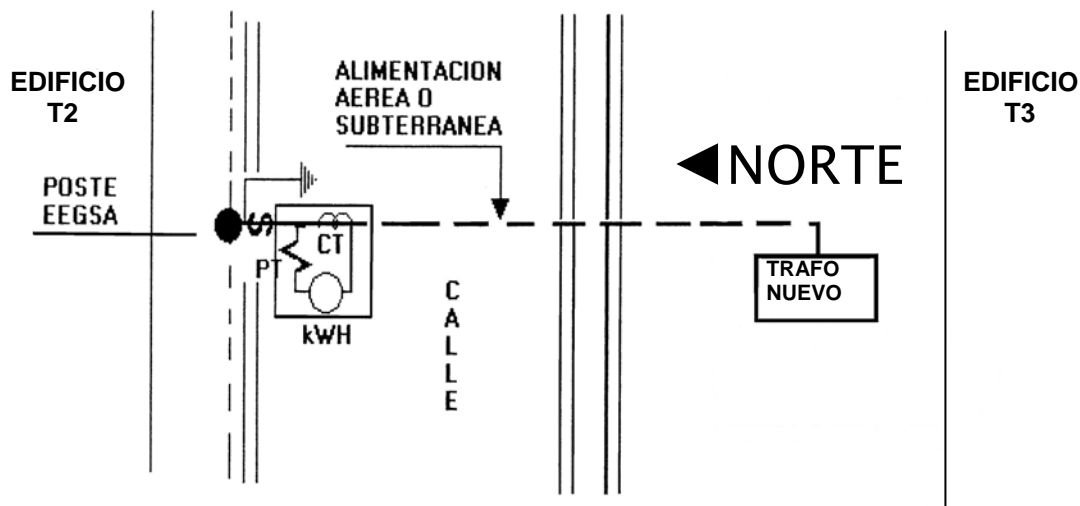
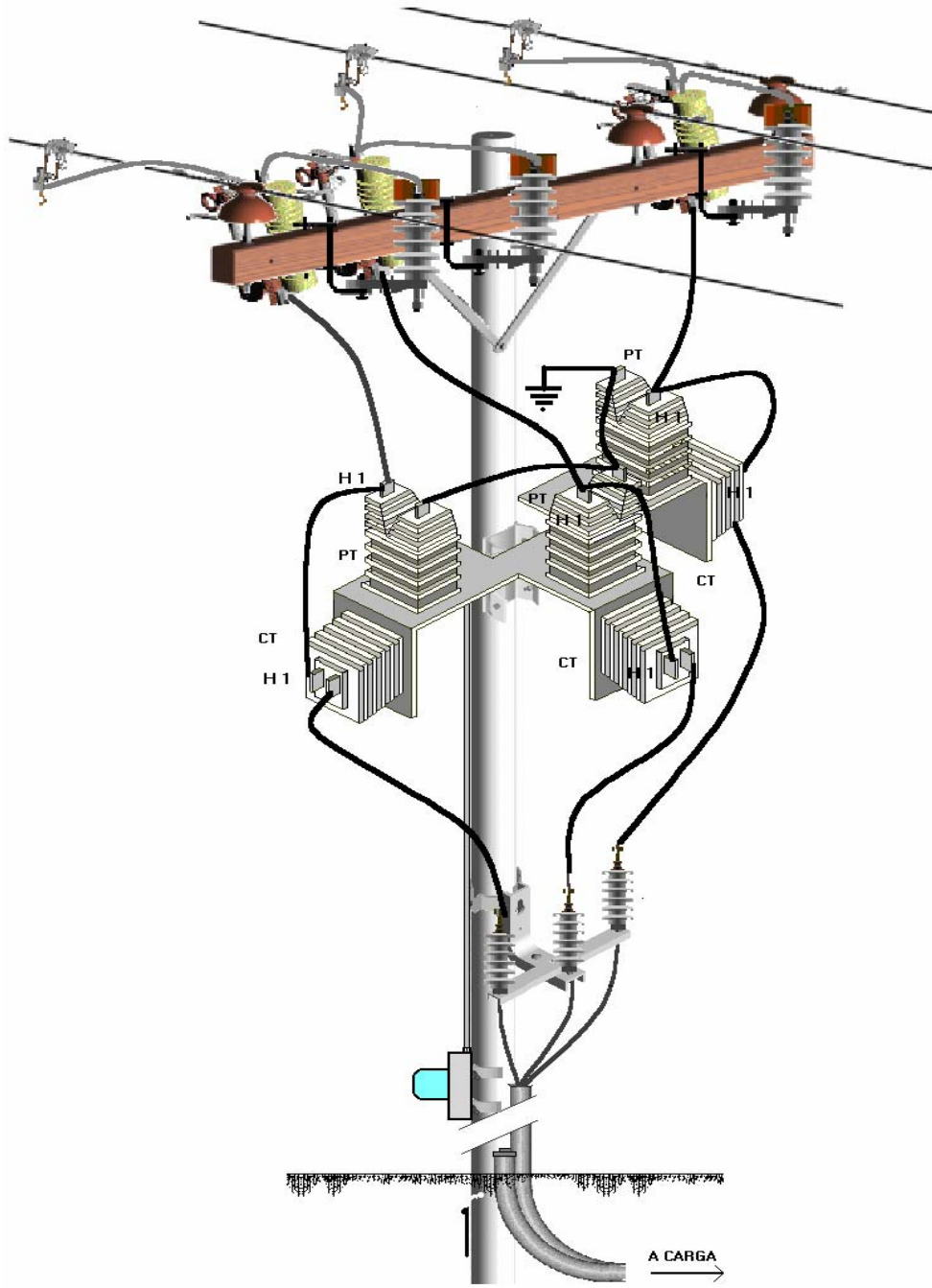


Figura 38. Bajada y medición primaria en poste



CONCLUSIONES

1. La subestación será tipo pad mounted radial con fusibles tipo bayoneta en alta tensión, la potencia nominal del transformador trifásico de frente muerto, según los cálculos estudiados será de 500 KVA, y tendrá un enfriamiento por convección natural inmerso en aceite con configuración delta primario-estrella secundario.
2. Los computadores u ordenadores y las lámparas fluorescentes son cargas deformantes no lineales, generadoras del armónico tercero y múltiplos de este, cuyas corrientes están en fase y se suman al neutro del sistema.
3. Con la ampliación se logran independizar tanto las cargas existentes como las nuevas de tal forma que cada edificio tenga su propio tablero de distribución y se le pone atención al dimensionamiento de los conductores, en especial al neutro.
4. Se contempla un sistema de tierras para el neutro en la subestación, en la que deberán ser usadas varillas de 5/8" x 8' de cobre con soldadura electro alumino técnica, y empalme electro alumino técnico con el conductor de la malla # 2/0 tipo "T" o bien soldadura exotérmica tipo Cadwell.
5. Todos los conductores serán de aislamiento THHN, para 600 voltios de cobre, además que los conductores de fase se dimensionan con un 50% más en su sección transversal, lo mismo que el conductor del neutro se incrementa en un 250% su sección transversal debido a los armónicos.
6. Por norma la caída de tensión fue calculada para que no fuera mayor del 5%.

7. La corriente de cortocircuito I_{cc} proporcionada por EEGSA en el punto de entrega a la USAC es: I_{cc} SYM RMS: 4000 Amperios en 13.2 KV.
8. La corriente de corto circuito en el lado secundario fue calculada con la impedancia del transformador (5%), en 208 Voltios. $I_{cc} \geq 30$ KA, que por seguridad se toma el valor de 55 KA.

RECOMENDACIONES

1. Efectuar mediciones periódicas en los ramales donde se considere a conectar cargas adicionales en el futuro para análisis del sistema.
2. Mediciones periódicas de armónicos en los ramales de cargas deformantes no lineales, generadoras de armónicos.
3. Realizar un estudio acerca de la instalación de supresores de voltaje, debido a que la carga futura es de comunicaciones necesita estabilidad con buena calidad de energía.
4. Se sugiere que la resistencia de la red de tierras sea menor a 3Ω , según norma NTDROID sección 33.4 tabla 17.
5. Que todos los conductores sean de cobre con aislamiento THHN que cumplan con los Artículos aplicables del NEC 250-20, 250-30, tabla 250-66, 250-130, 250-52, 250-24b1, tabla 310-16.
6. Que los ductos sean de los diámetros indicados y de HG para el lado primario y lado secundario del transformador, según se indica en el diagrama unifilar.
7. Que los registros en áreas de jardín sean tipo “H” de block y tapa de concreto, según normas vigentes de EEGSA.
8. Realizar un estudio específico para la instalación de filtros de armónicos en el sistema eléctrico.

9. Se solicita que el contratista realice las pruebas de relación de vueltas, resistencia de aislamiento y pruebas físico químicas al aceite del transformador, previo a la puesta en servicio.

BIBLIOGRAFÍA

1. Arreaga Espinoza, Ángel Guillermo. **Análisis Técnico de las Normas Aplicadas en Guatemala en el Diseño y Construcción de Subestaciones en Centros Comerciales, Edificios, Condominios y Construcciones Similares de Hasta 1.0 MVA.** Trabajo de Graduacion. Guatemala. 1996. 137 pp.
2. Enríquez Harper. **Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión.** 2ª ed. México: Editorial Limusa, 2000. 509 pp.
3. Enríquez, Harper. **Transformadores y Motores Eléctricos.** 1ª ed. México: Editorial Limusa, 2001. 252 pp.
4. Koenigsberger, Rodolfo. **Instalaciones Eléctricas.** 2ª ed. Guatemala.1994.157 pp.
5. **Normas para Acometidas de Servicio Eléctrico.** 14ª ed. Guatemala: Publicada por la Empresa Eléctrica de Guatemala, 2004. 73 pp.
6. **Nacional Electrical Safety Code.** 1987 ed. Estados Unidos: Publicada por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, 1986. 399 pp.
7. Martín, José Raúl. **Diseño de Subestaciones Eléctricas.** 1ª ed. México: Mc Graw-Hill/Interamericana, 1992. 510 pp.
8. Pérez Amado, Víctor. **Pruebas a Equipo Eléctrico, Transformadores de Distribución y de Potencia.** 1ª ed. México: Editorial Limusa, 1981. 153 pp.
9. Stevenson, William D. **Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.** 2ª ed. Colombia: Editorial Mc Graw-Hill/latinoamericana, 1979. 383 pp.

APÉNDICE

1 Conductores eléctricos

En las instalaciones eléctricas los elementos que proveen la trayectoria para la circulación de la corriente eléctrica son los conductores. Estos, generalmente, están constituidos por un elemento conductor y forro. Los materiales que mayormente se utilizan para la construcción de los conductores son cobre y aluminio, cada uno con sus características y aplicaciones especiales. Los conductores de cobre tienen una menor resistencia específica pero un mayor peso, mientras los de aluminio tienen una mayor resistencia específica y un menor peso por lo que son utilizados en tendidos de líneas aéreas.

Los conductores se encuentran en diferentes secciones o calibres los cuales están estipulados por la **American Wire Gauge** (AWG). En instalaciones eléctricas se utilizan desde el calibre # 14 (delgado) hasta el 1000 MCM. Los conductores europeos tienen la sección definida en mm^2 . En la tabla A1, se muestra el calibre y la sección equivalente de los conductores.

Tabla A1. Calibre versus área transversal de conductores

TAMAÑO CONDUCTOR AWG o MCM	ÁREA TRANSVERSAL	
	CM	mm ²
14	4110	2.1
12	6530	3.3
10	10380	5.3
8	16510	8.4
6	26240	13.3
4	41740	21.2
2	66360	33.6
1/0	105600	53.5
2/0	133100	67.4
3/0	167800	85.0
4/0	211600	107.2
250		127.0
300		152.0
350		177.0
400		203.0
450		228.0
500		253.0
550		279.0
600		304.0
650		329.0
700		355.0
750		380.0
800		405.0
900		456.0
1000		507.0

Fuente: PROCOBRE, Conductores eléctricos, Pág. 11.

2 Agentes que afectan la operación de los conductores

Cada tipo de conductor, de acuerdo a su construcción y tipo de aislamiento, tiene propiedades específicas que lo diferencian de otros, pero en el momento de la selección del conductor debemos considerar los agentes que lo afectan durante su operación y que se pueden agrupar de la siguiente manera:

- Agentes mecánicos: La mayoría de los daños mecánicos que sufren los conductores son ocasionados por el operador o por agentes externos, como son el desempaque, manejo e instalación de los mismos. Los aspectos que afectan mecánicamente a los conductores, se pueden agrupar de la siguiente forma:
 - Presión mecánica: la colocación de objetos pesados sobre el conductor, que puede causar deformaciones permanentes en el aislamiento, disminuyendo el espesor del mismo con lo que se pueden producir rasgaduras en éste y provocar fallas eléctricas futuras.
 - Alargamiento: los reglamentos de normas de instalaciones eléctricas marcan que no deben existir más de dos dobleces a 90 grados en un tubo (3 mts), ya que cuando se tiene un número mayor de dobleces se puede presentar el fenómeno de elongación o alargamiento o, bien, cuando se excede la cantidad de conductores dentro de un tubo de diámetro determinado, ignorando la capacidad de relleno que se debe mantener, todo esto, debido al esfuerzo de tracción mecánica que deben soportar los conductores para introducirlos dentro del ducto. La fuerza de tiro durante el cableado es un elemento dentro de los agentes mecánicos que se debe considerar en el momento de decidir las distancias entre registros o cajas, los recorridos verticales y en general cualquier obstáculo que provoque una tensión mecánica en el conductor a la hora de instalarlo. La fuerza máxima que puede aplicarse antes de producir alargamiento o rotura en los cables depende del tipo de conductor utilizado. La tensión mecánica

que se puede aplicar en los conductores depende del temple de los mismos. Este temple puede ser suave cuando el cobre ha sido recocido, semiduro y duro cuando los conductores se han logrado por estirado en frío de un cobre recocido. Los conductores forrados para instalaciones eléctricas interiores y subterráneas son de cobre recocido, que tiene una conductibilidad eléctrica más alta que los duros o semiduros. Si los conductores se someten durante el proceso de cableado a fuerzas descontroladas y superiores a un límite predeterminado, puede cambiar su temple y por eso su resistencia eléctrica, además, puede deformarse y así, incrementar su resistencia por reducción del área.

- Abrasión: se presenta normalmente cuando se introducen los conductores a las canalizaciones y estas están mal preparadas conteniendo rebabas o rebordes punzo cortantes, también durante el manejo de los conductores en obras civiles semiterminadas.

Agentes químicos: un conductor se encuentra sujeto al ataque de agentes químicos que pueden ser muy variados y dependen de los contaminantes que se encuentran en:

- el ambiente de la instalación. Los agentes químicos contaminantes se pueden identificar en los siguientes tipos:
 - Agua o humedad.
 - Hidrocarburos.
 - Ácidos.
 - Alcalis.

La falla que se manifiesta por agentes químicos en los conductores es la reducción del área o espesor del aislamiento, como grietas y seguidamente el desprendimiento del mismo en escamas.

- Agentes eléctricos: la habilidad de los conductores en circuitos de baja tensión se mide por la rigidez dieléctrica del aislamiento, es la que determina las condiciones de operación, manteniendo sus características a la diferencia de potencial requerida dentro de los límites establecidos por las normas de seguridad, lo que permite soportar cargas transitorias e impulsos provocados por corto circuitos. Por lo general, la habilidad eléctrica de los aislamientos para conductores en servicio en baja tensión, es mucho mayor que la necesaria para trabajar a niveles de tensión del orden de los 600 voltios, que es la tensión máxima a que se especifican, lo que hace difícil que los conductores empleados en instalaciones de baja tensión fallen por sobrevoltaje, en la mayoría de los casos fallan por aumento de temperatura debido a sobrecargas permanentes o deficiencias de protección en caso de corto circuitos. Para fines prácticos no se permite trabajar al conductor con temperaturas que lleguen a la temperatura límite y mucho menos excedan la temperatura de restablecimiento del aislante bajo régimen permanente.

Cuando se considere la selección de conductores primero se debe revisar la capacidad térmica del aislante tomando en cuenta la temperatura ambiente y el calentamiento que tendrá el conductor por efecto Joule. En segundo término cuando se selecciona por regulación se toma en cuenta el calibre o sección transversal del conductor y el forro pasa a un lugar secundario.

3 Selección del calibre de conductores

La selección del calibre del conductor que llevará la corriente a un dispositivo específico, debe realizarse tomando en consideración los siguientes criterios:

- Capacidad de transporte del conductor.
- La caída de voltaje o regulación.

- Análisis económico.

Los primeros dos factores se deben considerar por separado para su análisis y luego compararse para la toma de decisión. Es normal que los dos resultados difieran por lo que se debe tomar el factor que indica la mayor sección transversal, ya que de esta forma el conductor lograra una adecuada regulación de voltaje y cumplirá con los requerimientos de capacidad de corriente.

4 Cálculo de conductores por el método de su capacidad de transporte (ampacidad)

La capacidad de conducción de un conductor o ampacidad se encuentra limitada por los siguientes factores:

- Conductividad del metal conductor.
- Capacidad térmica del aislamiento.

Desde el punto de vista de la conductividad existen un sinnúmero de tablas que proporcionan la resistencia eléctrica, factor importante porque determina la cantidad de potencia perdida por el calor en el conductor, pero es muy importante considerar que la resistencia que aparece en las tablas es para corriente directa; cuando circula corriente alterna tenemos el fenómeno conocido como efecto Piel, en el cual la corriente circula por la superficie del conductor y no por el centro de él, por lo que se ve incrementada la resistencia del conductor, además se tiene reactancia inductiva, lo que viene a dar sumados vectorialmente la impedancia (Z) del conductor, mayor que la resistencia en corriente directa. Debido a esto se han tenido que desarrollar factores de corrección para obtener los valores de resistencia en corriente alterna. Ver tabla A2.

Tabla A2. Resistencia, reactancia e impedancia de conductores de cobre

CALIBRE CONDUCTOR AWG o MCM	CONDUCTORES DE COBRE					
	TUBERÍA MAGNÉTICA			TUBERÍA NO MAGNÉTICA		
	R	X	Z	R	X	Z
1/0	0.013	0.005	0.013	0.012	0.004	0.013
2/0	0.010	0.005	0.011	0.010	0.004	0.011
3/0	0.008	0.005	0.009	0.008	0.004	0.009
250	0.005	0.004	0.007	0.005	0.003	0.007
350	0.003	0.004	0.006	0.003	0.003	0.005
500	0.003	0.004	0.005	0.002	0.003	0.004

Fuente: PROCOBRE, Conductores eléctricos, Pág. 12.

El NEC recomienda no cargar a un conductor sobre el 80% de su capacidad nominal, cuando lo seleccionamos por corriente, ya que como toda instalación eléctrica es un sistema dinámico, pueden existir sobrecargas o desbalances lo que hace necesario dejar un margen de seguridad en el cálculo del conductor. La capacidad de los conductores de acuerdo al tipo de forro y calibre del conductor viene dada por la tabla A3, esta tabla da la ampacidad de conductores para el caso de conductores en ducto, y material cobre.

Tabla A3. Ampacidad de conductores de cobre, en ducto

CALIBRE	60° C (140° F)	75° C (167° F)	85° C (185° F)	90° C (194° F)
	TIPOS TW UF	TIPOS FEPW RH, RHW THHW THW THWN XHHW UD, ZW	TIPO W	TIPOS TA, TBS, SA SIS, FEP FEPS RHH THHN TTHW UD
AWG				
MCM				
AMPERIOS				
4	70	85	95	95
3	85	100	110	110
2	95	115	125	130
1	110	130	145	150
1/0	125	150	165	170
2/0	145	175	190	195
3/0	165	200	215	225
4/0	195	230	250	260
250	215	255	275	290
300	240	285	310	320
350	260	310	340	350
400	280	335	365	380
500	320	380	415	430
600	355	420	460	475
700	385	460	500	520
750	400	475	515	535
800	410	490	535	555
900	435	520	565	585
1000	455	545	590	615

Fuente: PROCOBRE, Conductores eléctricos, Pág. 11.

Existe otro factor de corrección de capacidad de corriente por temperatura. Ver tabla A4.

Tabla A4. Factor de corrección por temperatura

TEMPERATURA AMBIENTE °C	FACTOR DE CORRECCIÓN
21-25	1.05
26-30	1.00
31-35	0.94
36-40	0.88
41-45	0.82
46-50	0.75
51-55	0.67
56-60	0.58
61-70	0.33
71-80

Fuente: PROCOBRE, Conductores eléctricos, Pág. 11.

También existe reducción de la capacidad de transporte de corriente de los conductores por la cantidad de conductores que dentro de una tubería, según lo indica la tabla A5.

Tabla A5. Número de conductores en ducto versus factor de reducción de capacidad de conducción

No. DE CONDUCTORES EN DUCTO	FACTOR DE REDUCCIÓN DE CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN
4 a 6	80%
7 a 24	70%
25 a 42	60%
arriba de 43	50%

Fuente: PROCOBRE, Conductores eléctricos, Pág. 11.

Para aplicar correctamente los factores de corrección por cantidad de conductores no se deben tomar en cuenta los conductores que sirven como neutral o tierra, ya que se asume que por ellos no circula corriente alguna. Mas sin embargo cuando existe desbalance en el sistema hay un corrimiento del neutro y aparece corriente en el neutral.

5 Cálculo de conductores por el método de regulación

Es necesario que la caída de tensión en los conductores no exceda de las estipuladas por las normas. La caída de tensión permisible es 2% de la tensión nominal para la acometida y del 3% máxima, de la misma para los ramales.

Antes de pasar al cálculo del porcentaje de caída de tensión se debe conocer las siguientes formulas que servirán de herramientas en los cálculos:

$$V = I \times R$$

$$P = V \times I \times \cos \theta$$

$$P = \sqrt{3} \times V \times I \times \cos \theta$$

$$R = \frac{l}{a \times K} \quad \text{en donde} \quad l = \text{longitud en metros o pies.}$$

$a =$ sección transversal en mm^2 o CM.

$K =$ conductividad del material.

$$K = 56 \frac{m}{\Omega - \text{mm}^2}, \text{ para el cobre (Cu).}$$

$$K = 36 \frac{m}{\Omega - \text{mm}^2}, \text{ para el aluminio (Al).}$$

$R =$ resistencia en ohm, (Ω).

$$\text{En donde } e = \text{porcentaje de caída de tensión} = \frac{I * l}{a * K}$$

$$l = \sqrt{3} d \quad \text{para circuitos trifásicos y}$$

$$l = 2 d \quad \text{para circuitos monofásicos.}$$

6 Selección de las canalizaciones

Las tuberías o canalizaciones eléctricas tienen como función principal proporcionar protección mecánica a los conductores de cualquier instalación eléctrica. De acuerdo a la interacción con los circuitos eléctricos que contienen, se encuentra divididas en dos grandes grupos como lo son las tuberías magnéticas de construcción ferrosa y las no magnéticas como son las de aluminio y plástico.

Cuando son utilizadas tuberías con características magnéticas se tiene la desventaja que se incrementan las pérdidas por efecto Joule y la caída de tensión en los conductores debido al incremento de la X_L de los mismos.

Cuando en una acometida de servicio eléctrico sea necesario colocar varios tubos, la cantidad de tubos será submúltiplo de la cantidad de conductores para así colocar en cada tubo la misma cantidad de líneas de cada fase y su respectiva neutral, esto, con el fin de anular los campos magnéticos de los conductores y no formar un reactor entre las tuberías que darían como resultado que tanto los conductores como la tubería sufriera incremento en la temperatura.

6.1 Canalizaciones eléctricas

Desde el punto de vista de la ventilación para los conductores sería deseable que todos se encontraran colocados de tal forma que el aire circulara libremente por su superficie. Sin embargo, debido a las necesidades de los proyectos, normalmente, van alojados en tuberías de acero o plásticas, ductos cuadrados o canaletas y charolas. Todos estos ductos pueden ser fijados en paredes o techos; únicamente las tuberías o ductos pueden ser empotrarse en paredes o enterrarse en el piso. En ocasiones deben construirse estructuras de soporte para canalizaciones o bien, compartir estructuras existentes con

otros tipos de canalizaciones o instalaciones. Estos soportes deben ser lo suficiente resistentes y rígidos para soportar los esfuerzos desarrollados durante el cableado.

Se conocen las canalizaciones eléctricas como los dispositivos que se emplean en las instalaciones eléctricas para contener a los conductores de manera que estos sean protegidos en la medida de lo posible contra deterioro mecánico, contaminación y, a su vez, protejan a la instalación inmueble contra riesgo de incendio por arcos que se puedan presentar en la misma.

Los medios de canalización más comunes son.

- Tuberías.
- Canaletas.
- Charolas.

Tuberías:

Existen en el mercado nacional una diversidad de tuberías para cada caso, según lo requiera la instalación. La longitud de los tramos de tubería metálica, así como los de PVC eléctrico son de 3.05 metros, ya sean roscados para los tubos de pared gruesa y no roscados para los tubos de pared delgada. Los tubos flexibles o de plástico los venden por pies hasta rollos de 100 pies. Entre los diferentes tipos de tuberías se pueden mencionar:

- Tubo conduit galvanizado (pared gruesa)
- Tubo conduit negro (pared delgada)
- Tubo ducton (pared delgada)
- Tubo de aluminio de pared gruesa
- Tubo aluminio de pared delgada

- Tubo flexible (Bx)
- Tubo flexible con forro de plástico (Lt)
- Tubo plástico o poliducto
- Tubo PVC eléctrico (color naranja)

Tubo conduit galvanizado:

Este tipo de tubo esta protegido interior y exteriormente por medio de acabado galvanizado, puede ser empleado en cualquier clase de trabajo dada su resistencia. En especial se recomienda en instalaciones industriales tipo sobrepuesta, en instalaciones a la intemperie o permanentemente húmedas. En Guatemala la EEGSA obliga que los ductos de acometida sean galvanizados.

Tubo conduit negro:

Tiene las mismas características de resistencia mecánica que el tubo conduit galvanizado, pero es fácilmente corrosible cuando se encuentra en lugares húmedos o a la intemperie. Se utiliza en instalaciones industriales interiores sobrepuestas.

Tubo ducton:

Este tipo es similar al tubo conduit negro, con la diferencia que el grosor de la pared es aproximadamente la mitad, utilizando accesorios castigados por tornillo en los extremos para su unión con cajas u otros tubos. Es empleado para instalaciones en edificios o locales donde se encuentre colocado en cielo falso y empotrado en lugares donde reciben poca carga.

Tubo aluminio de pared gruesa:

Tiene la ventaja de ser mas liviano que los tubos de hierro galvanizado o conduit con igualdad de sección, se recomienda en instalaciones en las cuales las cajas y armaduras sean del mismo material, en instalaciones industriales de lugares completamente húmedos, o en instalaciones de industrias alimenticias o fármacos e donde sea terminantemente prohibida cualquier forma de corrosión, en instalaciones para redes de computadores por ser no magnético.

Tubo aluminio pared delgada:

Similares aplicaciones del tubo de aluminio de pared gruesa, con la diferencia de que no son roscados los extremos. Además, no se recomienda en instalaciones sobrepuestas por la poca resistencia mecánica a abolladuras, por lo que da muy poca protección a los conductores.

Tubo flexible (Bx):

Se emplea en aplicaciones en las cuales no puede usarse tubería rígida, en donde se necesite realizar muchos ángulos o formas caprichosas, ya que se adapta muy fácilmente a las necesidades de espacio. Es ideal para instalaciones de motores eléctricos o maquinas, debido a que se puede absorber sin problemas vibraciones originadas por estos. También es utilizado en edificios o construcciones cuando se tienen juntas de dilatación. Este tipo de tubo debe ser alambrado antes de ser colocado.

Tubo flexible con forro plástico (Lt):

Se utiliza en las mismas aplicaciones de tubo flexible, con la diferencia que éste es resistente, tanto al agua como al aceite. Tiene el inconveniente de que por el forro plástico pierde algo de flexibilidad. Este tubo debe ser instalado con accesorios especiales.

Tubo plástico poliducto:

Tiene la característica o propiedad de ser ligero y resistente a la acción del agua, su aplicación se ha incrementado mucho en instalaciones empotradas en casas, edificios, comercios. Tiene la limitante que no puede ser utilizado en lugares con temperaturas superiores a 60° C. Se debe tener sumo cuidado cuando se utiliza, ya que, muchas veces los albañiles o personal de fundición los aplastan cuando realizan sus labores y en el momento de alambrarlo los tubos se encuentran bloqueados, por lo que se recomienda que siempre que se coloque un tramo de poliducto, éste lleve una guía (pedazo de alambre de amarre o galvanizado). Otra recomendación, cuando el poliducto sea subterráneo, se debe alambrear antes de enterrarlo.

Tubo PVC eléctrico:

Tiene la diferencia con el tubo PVC para agua en el grosor de sus paredes, ya que este no debe soportar presión interna como el PVC para agua. Su utilización se ha incrementado grandemente, tanto por la facilidad que da para trabajar, ya que es más estético y seguro que el poliducto, como por su precio, ya que es más económico que los tubos metálicos. Se esta utilizando en instalaciones subterráneas y se puede llegar a utilizar en acometidas primarias siempre y cuando los ductos se encuentren cubiertos por una capa de fundición como complemento de fundición mecánica.

El artículo 347 del NEC establece el uso de ductos no metálicos conocidos como ENT (en inglés, electrical non Metallic Tubing) que tienen todos los accesorios necesarios para su uso. Su aplicación principal es para atmósferas húmedas y medios con vapores químicos.

Los ENT se pueden aplicar en usos generales pero, tienen una limitación importante, no pueden utilizarse en ninguna estructura, casa o edificio de más de tres niveles; debido a su alto grado de colaboración en caso de incendios ya que el tubo de PVC o poliducto es muy volátil.

También es muy importante tomar en cuenta que el código acepta que los conductores que se van a instalar en ducto no metálico tienen que tener aislamiento para 90° C pero, la capacidad de conducción de los mismos sea utilizada de acuerdo a los conductores para 60° C, o en su defecto aplicar los factores de corrección por temperatura en función de la capacidad cuando se utilizan conductores con aislamiento inferior a los 90° C. Esta restricción del código tomo en cuenta que la tubería no metálica o plástica tiene mala transferencia de calor y llega a funcionar como un aislante térmico (propiedad adiabática del material), impidiendo que el calor que producen los conductores por efecto Joule sean transmitidos al medio ambiente.

El coeficiente de expansión del ducto no metálico es mayor que el del ducto metálico, y en tramos largos hay que tomarlo muy en cuenta porque mas o menos con un cambio de temperatura de 15 a 20 grados Centígrados, la elongación puede superar 1.5 pulgadas.

En los ductos no metálicos además de las consideraciones con el aislamiento, es aconsejable usar como máximo el 35% de la sección del ducto.

Canaletas:

Las canaletas son canales de lamina pintada de gris o bien lamina galvanizada, de sección cuadrada o rectangular, con tapadera la cual puede ser embisagrada o sin bisagras; se utiliza únicamente en instalaciones sobrepuestas ya que no se puede empotrar en paredes o dentro de lozas de concreto, razón por la que su utilización únicamente se da en la industria.

Los conductores se llevan dentro de los ductos o canaletas como si se tratara de tubos conduit y se puede catalogar de acuerdo a la utilización, como ductos alimentadores, si llevan los conductores o barras de la subestación a los tableros de distribución y los ductos de conexión cuando unen los centros de carga con las diferentes cargas.

Ofrece ventajas sobre el tubo conduit especialmente cuando se alambran circuitos múltiples, además en su facilidad de alambrado, teniendo a su vez una mayor eficiencia en la capacidad de conducción de los conductores que van en ella a la mejor disipación de calor. No se recomienda llenar una canaleta más del 55% de su área total.

Charolas:

Las charolas también conocidas como bandejas, tienen aplicaciones parecidas a las de las canaletas con algunas limitantes en función del lugar de utilización.

Para la utilización de las bandejas o charolas se dan las siguientes recomendaciones:

- Procurar la alineación de los conductores para que guarden la misma posición relativa a lo largo de toda la instalación, especialmente para gruesos calibres.
- En el caso de muchos conductores delgados (control) es recomendable realizar amarres aproximadamente cada 2 metros.

7 Número de conductores en tubería

Como se ha mencionado anteriormente, los conductores tienen una limitante en su capacidad de conducción de corriente debido a la baja disipación de calor, ya que el aislante tiene un límite térmico bajo.

Por esta razón el número de conductores dentro de un tubo o cualquier sistema de canalización debe encontrarse limitado de manera que se logre un arreglo físico de acuerdo con la forma y el área transversal de la canalización de forma tal que se facilite el alojamiento y la manipulación de los conductores durante la instalación, además debe considerarse la cantidad adecuada de aire dentro de la tubería para que se disipe el calor que se genera internamente debido al efecto Joule.

En la siguiente tabla se puede ver la cantidad de conductores que van en una tubería de acuerdo al diámetro de ésta, al calibre y tipo de forro de conductor que en este caso serán TW, THW, THHN, etc.

Estas condiciones se logran cuando existe una relación adecuada entre la sección transversal de los conductores con la sección de la canalización, a esta relación se le conoce como factor de relleno y se encuentra definido por la siguiente ecuación:

$$F = \frac{a}{A}$$

En donde:

F = es el factor de relleno

a = la sección transversal del conjunto de conductores

A = la sección transversal de la canalización.

Este factor de relleno tiene los siguientes valores establecidos para las instalaciones realizadas con tubería:

53% para conductor

31% para dos conductores

40% para tres o más conductores

En la siguiente tabla 6A se muestra la cantidad de conductores que puede llevar una tubería en función del diámetro de la tubería en pulgadas y el calibre del conductor en AWG o MCM.

Tabla A6. Cantidad de conductores según el diámetro de tubería

CALIBRE AWG o MCM	DIÁMETRO DE TUBERÍA EN PULGADAS									
	1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2	3	3 1/2	4
	CANTIDAD DE CONDUCTORES									
12	3	5	8	15	21	34	50	76	103	132
10	1	4	7	13	17	29	41	64	86	110
8	1	3	4	7	10	17	25	38	52	67
6	1	1	3	4	6	10	15	23	32	41
4	1	1	1	3	5	8	12	18	24	31
2		1	1	3	3	6	9	14	19	24
1/0			1	1	2	4	6	9	12	16
2/0			1	1	1	3	5	8	11	14
3/0			1	1	1	3	4	7	9	12
4/0				1	1	2	3	6	8	10
250				1	1	1	3	5	6	8
300				1	1	1	3	4	5	7
350				1	1	1	1	3	5	6
400					1	1	1	3	4	6
500					1	1	1	3	4	5
600					1	1	1	1	3	4
700					1	1	1	1	3	3

Fuente: PROCOBRE, Conductores eléctricos. Pág. 10.

